

CAPITULO 4

TÍTULO 2: SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

EBSA 4.2-SP



CONTENIDO

4.2.1

SECCIÓN 1: GENERALIDADES

SECCIÓN 2: DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

4.2.2

4.2.3

SECCIÓN 3: CÁLCULO DE TENSIONES MÁXIMAS PERMISIBLES SEGÚN IEEE 80

SECCIÓN 4: COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

4.2.4

4.2.5

SECCIÓN 5: MANTENIMIENTO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA (SPT)

SECCIÓN 6: CONFIGURACIÓN DE PUESTAS A TIERRA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN Y SISTEMAS DE GENERACIÓN

4.2.6

4.2.7

SECCIÓN 7: PUESTAS A TIERRA TEMPORALES EN REDES ELÉCTRICAS AÉREAS

SECCIÓN

4.2.1 GENERALIDADES

1

4.2.1.1 INTRODUCCIÓN

El sistema de puesta a tierra constituye un elemento esencial en la protección, seguridad y confiabilidad de las instalaciones eléctricas. Desde el punto de vista de la ingeniería, su correcta planificación técnica, diseño, construcción y mantenimiento aseguran el control de las tensiones de paso y contacto dentro de límites seguros, priorizando en todo momento la seguridad de las personas como aspecto fundamental, además de proteger a los animales y equipos, evitando riesgos de choque eléctrico o deterioro de los activos.

Este Título 2 desarrolla los fundamentos, principios técnicos y criterios normativos aplicables a los sistemas de puesta a tierra en instalaciones de media tensión hasta 34,5 kV, abarcando transformadores de distribución tipo poste, local o pedestal, líneas aéreas y subterráneas, así como sistemas fotovoltaicos y otras fuentes renovables interconectadas. Su finalidad es orientar el cumplimiento de las condiciones de equipotencialidad, compatibilidad electromagnética y continuidad del servicio, de acuerdo con las exigencias del RETIE y los estándares de ingeniería reconocidos a nivel internacional.

El objetivo general es unificar los criterios de diseño y construcción para que todos los sistemas de puesta a tierra asociados a las redes eléctricas garanticen la equipotencialidad de sus componentes, la disipación efectiva de corrientes de falla y de descargas atmosféricas, y la compatibilidad electromagnética entre los sistemas de media y baja tensión.

4.2.1.2 NORMAS Y ESTANDARES

Normativa / Estándar	Descripción
RETIE 2024 – Libro 3, Artículos 3.12.1 a 3.12.6	Requisitos generales del sistema de puesta a tierra: criterios de diseño, componentes, valores de referencia, mediciones, mantenimiento y verificación de tensiones de paso y contacto.
RETIE 2024 – Artículo 3.20.6.4	Puesta a tierra en redes de distribución: cable de guarda, cable mensajero y neutro en redes aéreas de media y baja tensión, incluyendo periodicidad de aterrizaje en estructuras.
RETIE 2024 – Libro 3, Artículo 3.3.3.3	Diseño del sistema de puesta a tierra y obligación de demostrar el control de tensiones de paso, contacto y transferidas mediante cálculo técnico.
RETIE 2024 – Artículo 3.12.1 literal g	Exigencia de aplicar la metodología IEEE 80 para el cálculo de tensiones máximas permisibles de paso y contacto.
RETIE 2024 – Tabla 3.12.1.a	Límites máximos de tensiones de paso y contacto para sitios con acceso al público y para instalaciones de acceso restringido.
RETIE 2024 – Tabla 3.12.3.a	Valores de referencia de resistencia de puesta a tierra para estructuras, transformadores y redes de distribución.
RETIE 2024 – Tabla 3.12.6.a	Periodicidades máximas para inspección, medición y mantenimiento de los sistemas de puesta a tierra.
IEEE Std 80	Guía para el diseño de sistemas de puesta a tierra en subestaciones y cálculo de tensiones de paso y contacto bajo criterios de soportabilidad humana.
IEC 60479-1	Efectos de la corriente eléctrica sobre el cuerpo humano y criterios fisiológicos de seguridad utilizados como base para los límites del RETIE.
IEC 60364-5-54	Criterios térmicos para el dimensionamiento de conductores de puesta a tierra y equipotencialización en baja tensión.
NTC 2050 – Segunda actualización	Reglas de conexión a tierra, equipotencialización, conductores de protección y criterios de instalación en sistemas de baja tensión.

Tabla 1. Documentos de referencia, normas y reglamentos adicionales

SECCIÓN

4.2.2 DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA
A TIERRA

2

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

El diseño del sistema de puesta a tierra tiene como objetivo proteger la vida humana y la integridad de los equipos, garantizando que las tensiones de paso, contacto y transferidas que puedan presentarse durante una falla a tierra no superen los límites de soportabilidad humana. Este numeral aplica a los sistemas de puesta a tierra asociados a procesos de autogeneración a pequeña escala (AGPE), generación distribuida (GD), subestaciones y redes de distribución, ubicadas en zonas urbanas o rurales, o a menos de 50 metros, medidos desde el borde más próximo de la estructura eléctrica, de escuelas, industrias, comercios, lugares con alta concentración de personas o zonas rurales con presencia de viviendas y/o actividades industriales, agroindustriales o productivas.

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE DISEÑO

El procedimiento mínimo requerido para el diseño del sistema de puesta a tierra es el siguiente:

B.1. Corriente máxima de falla a tierra

Determinar la corriente máxima de falla a tierra, información que debe ser suministrada por el Operador de Red EBSA para cada circuito, nivel de tensión y condición de operación en media tensión, y que debe emplearse como dato de entrada obligatorio en el diseño.

B.2. Tiempo de despeje de la falla

Definir el tiempo máximo de actuación de las protecciones, parámetro que condiciona directamente los valores máximos permisibles de tensión.

B.3. Tipo de carga

Identificar el tipo de carga conectada y sus características operativas, debido a su influencia en el comportamiento de la corriente de falla.

B.4. Cálculo preliminar de resistencia a tierra

Estimar la resistencia inicial del sistema de puesta a tierra, validando su coherencia con los parámetros eléctricos y con la geometría del sistema.

B.5. Caracterización del suelo

La caracterización del suelo tiene como objetivo determinar la resistividad eléctrica del terreno como parámetro fundamental para el diseño del sistema de puesta a tierra, permitiendo evaluar su comportamiento eléctrico, sus variaciones espaciales y, cuando aplique, la posible estratificación del suelo.

La resistividad del suelo deberá determinarse mediante un procedimiento de medición reconocido por la práctica de la ingeniería eléctrica, conforme a los requisitos establecidos en el RETIE – Libro 3, Título 12 (Mediciones para sistemas de puesta a tierra).

Para efectos del presente documento, la medición de la resistividad del suelo se realizará utilizando el método tetraelectródico de Wenner.

Metodología de medición – Método de Wenner

La medición de la resistividad aparente del suelo se realizará mediante la disposición de cuatro (4) electrodos metálicos hincados en el terreno, alineados en línea recta y separados entre sí a una distancia uniforme a . Los electrodos deberán introducirse en el terreno con una profundidad de enterramiento aproximada de 10 cm, garantizando un adecuado contacto eléctrico con el suelo. Los electrodos extremos se emplearán para la inyección de corriente, mientras que los electrodos centrales se utilizarán para la medición de la diferencia de potencial generada en el terreno.

Las mediciones se efectuarán incrementando progresivamente la separación entre electrodos, manteniendo el mismo eje de medición, con el fin de evaluar la variación de la resistividad aparente del suelo en diferentes volúmenes del terreno investigado.

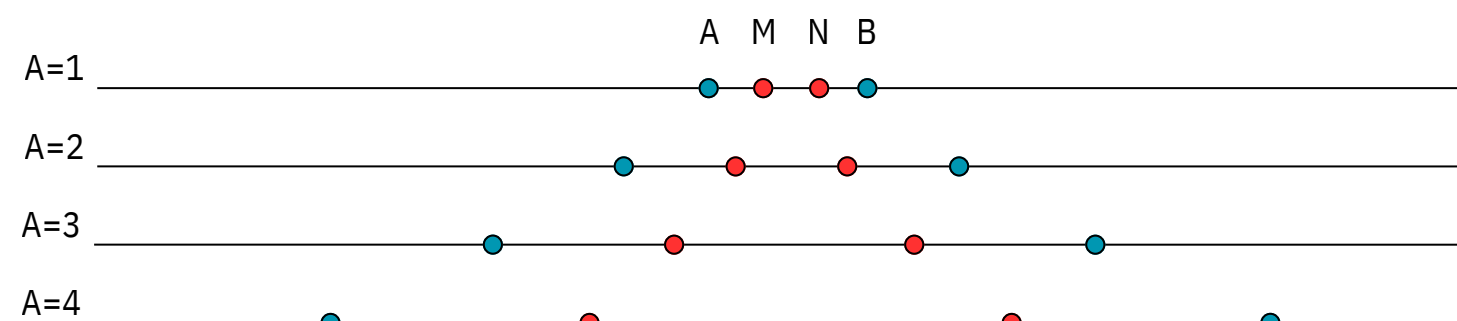
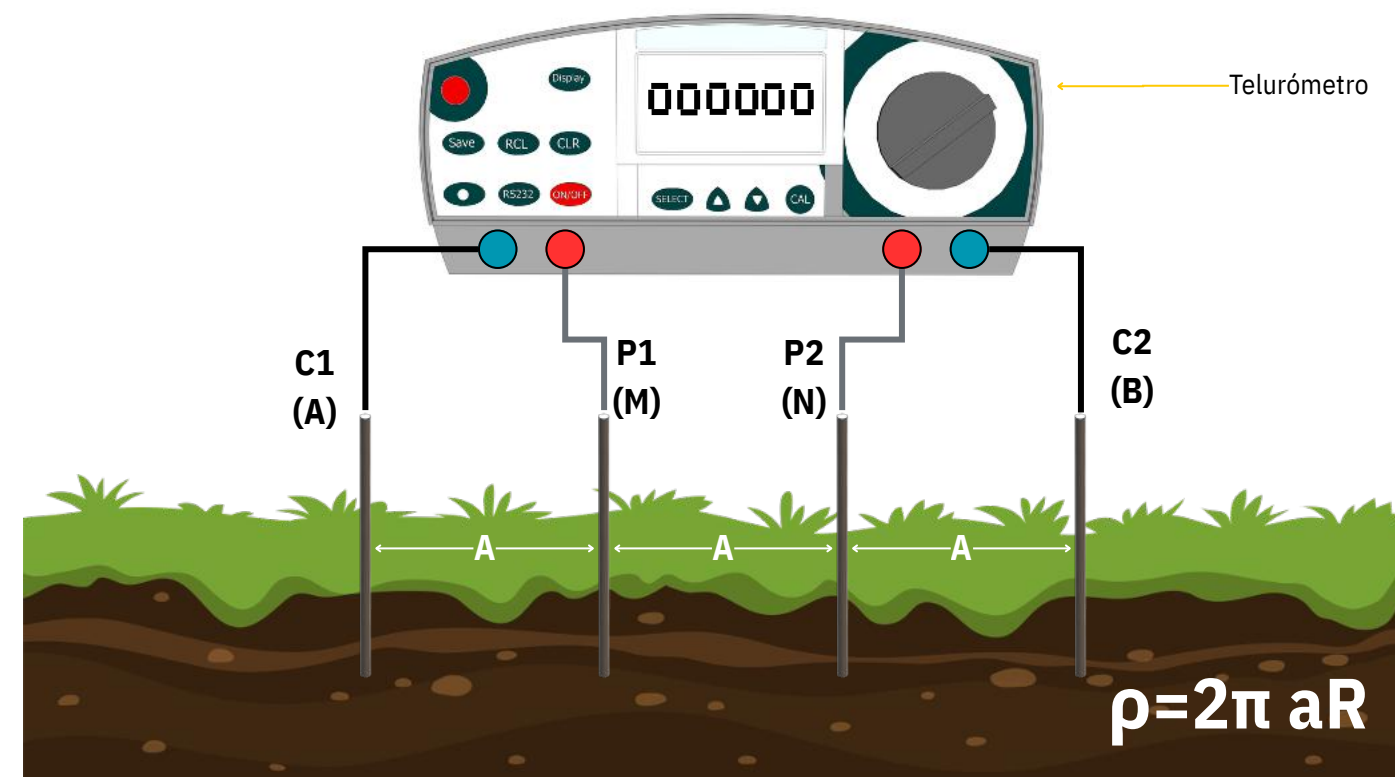


Figura 1. Disposición ilustrativa de los electrodos para la medición de resistividad del suelo mediante el método tetraelectródico de Wenner.

IMPORTANTE

La figura es de carácter ilustrativo y tiene como finalidad mostrar la disposición en línea recta de los electrodos y el incremento progresivo de la separación entre ellos.

Definición de perfil de medición y cambio de dirección

Para efectos de la medición de resistividad del suelo mediante el método de Wenner, se entiende por perfil de medición el conjunto de mediciones realizadas a lo largo de una misma línea recta, manteniendo un eje fijo, sobre el cual se incrementa progresivamente la separación entre electrodos.

Un cambio de dirección corresponde a la ejecución de un nuevo perfil de medición, orientado en una dirección diferente a la del perfil inicial (por ejemplo, perpendicular o diagonal), manteniendo el mismo punto o zona de referencia. El cambio de dirección permite identificar posibles variaciones laterales de resistividad asociadas a heterogeneidades del terreno, tales como estratificación no uniforme, rellenos, cambios de material, humedad o presencia de elementos enterrados.

Cuando los resultados obtenidos en distintos perfiles y direcciones presentan valores consistentes, se podrá considerar que el suelo tiene un comportamiento homogéneo desde el punto de vista eléctrico. En caso de observarse diferencias relevantes entre perfiles orientados en distintas direcciones, se deberá ampliar la campaña de medición hasta lograr una caracterización representativa del terreno para efectos de diseño del sistema de puesta a tierra.

Cálculo de la resistividad aparente

La resistividad aparente del suelo se determinará mediante la expresión:

Donde:

$$\rho_a = 2\pi aR$$

- ρ_a = Resistividad aparente del suelo ($\Omega.m$)
- a = Separación entre electrodos (m)
- R = Resistencia medida por el equipo (Ω)

Cuando el equipo de medición entregue directamente el valor en $\Omega.m$, dichos valores podrán emplearse sin aplicar la ecuación

Registro de mediciones de resistividad del suelo

Separación (m)	Perfil 1 (Ω.m)	Perfil 2 (Ω.m)
1		
2		
3		
4		
6		
8		
10		

Registro, trazabilidad y soporte documental

Todos los datos de medición deberán quedar documentados en la tabla de registro correspondiente.
Adicionalmente, se deberá contar obligatoriamente con registro fotográfico verificable del procedimiento de medición, donde se evidencie como mínimo:

- La disposición del arreglo tetraelectródico de Wenner.
- La separación entre electrodos.
- El hincado de las picas en el terreno.
- El equipo de medición utilizado durante el ensayo.

Estos registros harán parte integral de las memorias técnicas del proyecto y constituirán soporte de trazabilidad, verificación técnica y auditoría del estudio de resistividad del suelo.

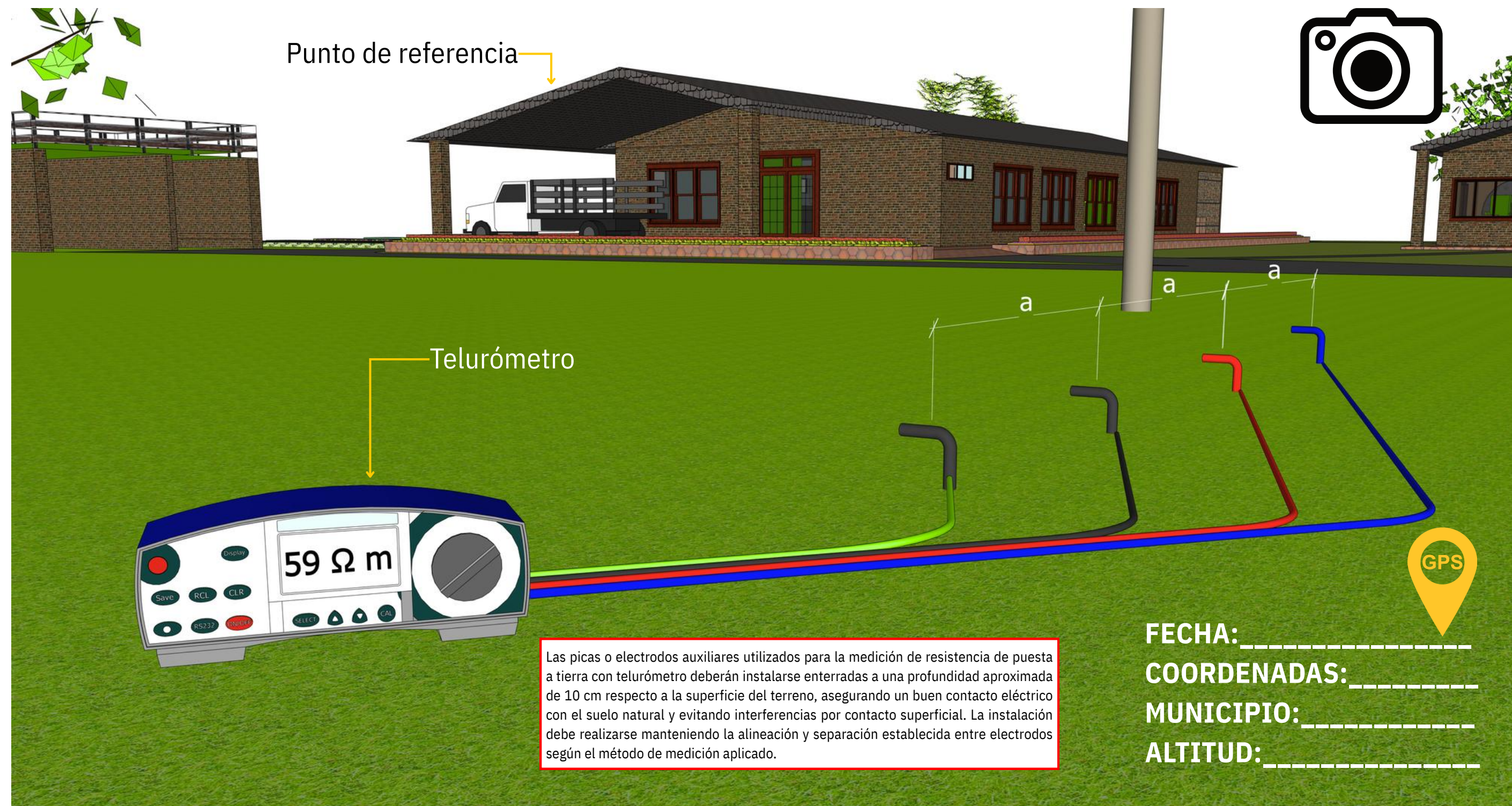


Figura 2. Desarrollo de la actividad de medición de resistividad del terreno con registro GPS.

B.6. Cálculo preliminar de tensiones

Determinar las tensiones de paso, contacto y transferidas, considerando como mínimo la resistividad del terreno, la corriente de falla y el tiempo de despeje.

B.7. Evaluación de la soportabilidad humana

Comparar los valores obtenidos con los límites máximos de soportabilidad humana, conforme a los criterios del RETIE.

B.8. Revisión de tensiones transferidas

Analizar posibles tensiones transferidas a estructuras o sistemas externos como tuberías metálicas, mallas, blindajes de cables, conductores de neutro, circuitos de control y señalización, y definir las medidas de mitigación necesarias.

B.9. Ajuste del diseño

Modificar el diseño del sistema de puesta a tierra hasta garantizar el cumplimiento total de los criterios de seguridad eléctrica.

B.10. Diseño definitivo

Consolidar el diseño definitivo, incluyendo memorias de cálculo, planos, criterios adoptados y recomendaciones técnicas.

Los resultados del diseño deben presentarse mediante tablas de cálculo, que incluyan como mínimo:

- Resistividad del terreno utilizada,
- Corriente máxima de falla a tierra,
- Tiempo de despeje considerado,
- Tensiones de paso, contacto y transferidas calculadas,
- Comparación con los límites de soportabilidad humana.

B.11. Resistencia de puesta a tierra (Rg)

La resistencia de puesta a tierra (Rg) corresponde a la oposición que presenta el sistema de puesta a tierra para disipar corrientes hacia el terreno y debe ser verificada mediante medición en campo.

De acuerdo con el RETIE 2024, Tabla 3.12.3.a, el valor de la resistencia de puesta a tierra no debe exceder los 10 Ω para transformadores de distribución en media tensión.

La medición de la resistencia de puesta a tierra debe realizarse antes de la puesta en funcionamiento del sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o de manera excepcional durante la verificación del sistema de puesta a tierra. Para su medición se podrán utilizar los métodos especificados en la norma IEEE 81, entre los cuales se destaca el método de caída de potencial.

Este método consiste en inyectar una corriente conocida al sistema de puesta a tierra mediante un electrodo auxiliar de corriente y medir la diferencia de potencial con un electrodo auxiliar de tensión, calculando la resistencia como $R = V / I$. El electrodo auxiliar de corriente deberá ubicarse a una distancia mínima equivalente a cinco (5) veces la mayor dimensión del sistema de puesta a tierra a medir, definida como L, y el valor representativo de la resistencia se toma cuando el electrodo auxiliar de tensión se encuentra aproximadamente al 61,8 % de dicha distancia, siempre que el terreno sea uniforme.

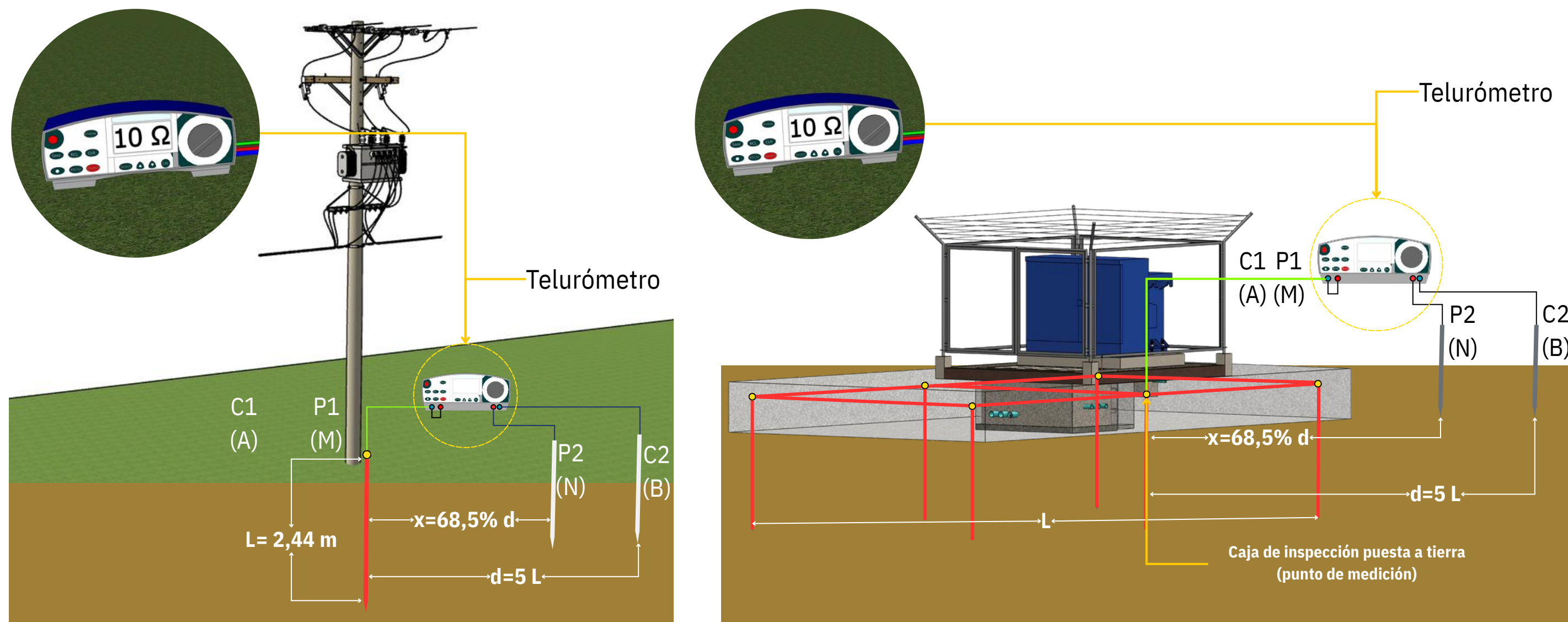


Figura 3. Medición de la resistencia de puesta a tierra (R_g) en transformadores de distribución en media tensión

IMPORTANTE

La imagen es ilustrativa y tiene como único propósito mostrar el principio general de la medición de la resistencia de puesta a tierra (ubicación de electrodos, distancias relativas y conexión del telurómetro). Las distancias, configuraciones y valores deben ajustarse en campo según las condiciones reales del terreno, el tipo de electrodo, la geometría del sistema de puesta a tierra y lo exigido por el RETIE 2024 y los procedimientos del fabricante del equipo de medición. La medición válida es la que se obtiene in situ, siguiendo el método normativo y registrando las condiciones reales del ensayo.

C) RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

- C.1.** No diseñar sistemas de puesta a tierra únicamente por valor de resistencia.
- C.2.** Priorizar siempre el control de tensiones de paso, contacto y transferidas.
- C.3.** Integrar el sistema de puesta a tierra con pararrayos, DPS, blindajes, neutros y estructuras metálicas.
- C.4.** Documentar claramente los supuestos de cálculo y los datos suministrados por EBSA.

IMPORTANTE

- El diseño del sistema de puesta a tierra constituye un elemento crítico de seguridad eléctrica, cuya validez depende del control efectivo de las tensiones peligrosas, independientemente del valor final de resistencia obtenido.

SECCIÓN

4.2.3 CÁLCULO DE TENSIONES MÁXIMAS
PERMISIBLES SEGÚN IEEE 80



A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

El presente numeral establece los criterios técnicos y normativos para el cálculo de las tensiones máximas permisibles de contacto y de paso, con el fin de garantizar que las personas expuestas a una falla a tierra no superen los umbrales de soportabilidad fisiológica, evitando efectos letales como la fibrilación ventricular.

El objetivo es asegurar que el diseño del sistema de puesta a tierra proteja la vida humana, tanto en instalaciones con acceso al público en general como en instalaciones de media, alta y extra alta tensión con acceso restringido a personal competente.

Los valores máximos permisibles de tensión de contacto y tensión de paso deben calcularse siguiendo la metodología establecida en la norma IEEE 80, conforme a lo exigido por el:

- RETIE 2024 – Libro 3, Artículo 3.12.1 literal g.

Cuando no exista capa superficial (grava, concreto, asfalto u otro material aislante), las tensiones calculadas no deben superar los valores establecidos en la Tabla 3.12.1.a del RETIE 2024, los cuales corresponden a los límites máximos de tensión aplicables al ser humano, considerando:

- Resistencia corporal equivalente: 1.000 Ω
- Condiciones sin resistencias externas adicionales
- Ausencia de perforación de la piel

Estos valores dependen directamente de:

- El tiempo de despeje de la falla.
- La resistividad del suelo.
- La corriente de falla a tierra.

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE DISEÑO

Para este caso, y siguiendo los criterios de la IEEE 80, la tensión máxima de contacto permitida, para una persona de 50 kg y sin capas superficiales, se determina con la ecuación:

$$E_{\text{contacto máx}} = \frac{116}{\sqrt{t}} \text{ [V]}$$

La norma también define la corriente admisible a través del cuerpo humano mediante:

$$I_b = \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

Con esta corriente admisible, la tensión de paso permisible se calcula aplicando la expresión general de la IEEE 80:

$$E_{\text{paso máx}} = I_b \cdot (R_b + 6 \rho_s C_s)$$

y para el caso de suelo natural sin capas superficiales se simplifica a:

$$E_{\text{paso máx}} = \frac{0.116}{\sqrt{t}} \cdot (1000 + 6 \rho)$$

Para una persona de 50 kg representa el escenario fisiológico más crítico. Diseñar con este peso garantiza la protección de cualquier persona expuesta, estandariza el diseño, cumple el criterio de seguridad más estricto y evita interpretaciones flexibles que puedan comprometer la vida humana.

Tiempo de despeje de la falla	Máxima tensión de contacto admisible (rms c.a.) según IEC para 95% de la población. (Público en general)	Máxima tensión de contacto admisible (rms c.a.) según IEEE para personas de 50 kg (Ocupacional)
Mayor a 2 s	50 voltios	82 voltios
1 s	55 voltios	116 voltios
700 ms	70 voltios	138 voltios
500 ms	80 voltios	164 voltios
400 ms	130 voltios	183 voltios
300 ms	200 voltios	211 voltios
200 ms	270 voltios	259 voltios
150 ms	300 voltios	299 voltios
100 ms	320 voltios	366 voltios
50 ms	345 voltios	518 voltios

Tabla 2. Máxima tensión de contacto admisible para un ser humano. .

Fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE 2024, Libro 3, Tabla 3.12.1.a.

Interpretación de la Tabla 2

La columna 2 de la Tabla 2 aplica a sitios con acceso al público en general. Estos valores se basan en la IEC 60479-1, utilizando la curva C1, que representa una probabilidad máxima del 5% de fibrilación ventricular. Por ello, estos límites son más estrictos y están diseñados para personas sin entrenamiento ni elementos de protección.

La columna 3 aplica a instalaciones de media, alta y extra alta tensión, donde solamente accede personal competente, que conoce los riesgos eléctricos y utiliza elementos de protección personal. En estas condiciones los límites permisibles son mayores pero siguen siendo conservadores frente al riesgo eléctrico.

B.1. Requisitos de medición de tensiones de paso y contacto en subestaciones

En subestaciones de media tensión, se deben medir las tensiones de paso y de contacto en el borde externo de la malla de puesta a tierra o en el cerramiento perimetral, cuando:

- Las corrientes máximas de falla a tierra superen los 10 kA, o
- El valor medido de la resistencia de puesta a tierra sea igual o superior al doble del valor considerado en el diseño.

Estas mediciones permiten verificar si las condiciones reales del terreno, la malla y los electrodos siguen garantizando la soportabilidad del ser humano, comparando los resultados con los límites establecidos en la Tabla 3.12.1.a del RETIE 2024.

Si los valores obtenidos exceden los límites permitidos, se deberán implementar medidas correctivas tales como:

- Ampliación de la malla,
- Adición de electrodos,
- Tratamiento del suelo,
- Reducción de la resistividad superficial, o
- Reconfiguración del sistema de puesta a tierra.

Las subestaciones tipo poste no requieren esta medición, debido a que su geometría, la dispersión simplificada y la ausencia de mallas superficiales extensas reducen de manera significativa el riesgo de tensiones peligrosas hacia el entorno inmediato.

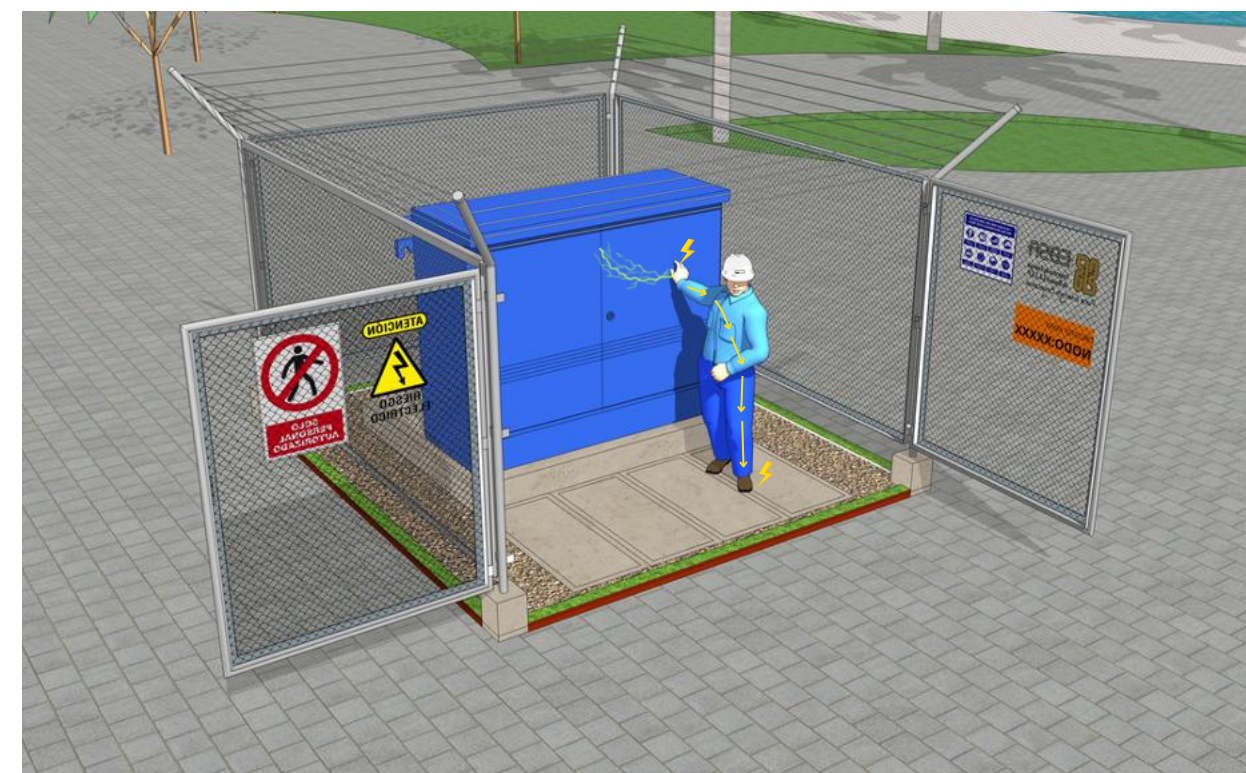


Figura 4. Ilustración tensión de contacto.



Figura 5. Ilustración tensión de paso.

C) RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

C.1. La verificación de las tensiones de paso y contacto debe entenderse como un mecanismo de validación del diseño, no como un requisito aislado. Cuando las condiciones reales del terreno o de operación difieran de las hipótesis de diseño, el sistema de puesta a tierra deberá reanalizarse integralmente.

- C.2.** El diseñador debe evaluar de forma conjunta:
- La coherencia entre la resistividad del suelo medida y la utilizada en los cálculos,
 - El tiempo real de despeje de la falla frente al tiempo asumido,
 - La distribución de potencial en zonas accesibles a personas,
 - La continuidad eléctrica entre malla, electrodos y elementos metálicos expuestos.

C.3. En caso de no cumplirse los límites de soportabilidad humana, el diseño del sistema de puesta a tierra deberá optimizarse, priorizando la reducción de gradientes de potencial y la mejora de la dispersión de corriente, hasta garantizar condiciones seguras para las personas y los equipos.

C.4. En subestaciones tipo poste, aunque no se requiera medición sistemática de tensiones, el diseño debe demostrar por cálculo que las tensiones máximas posibles se mantienen dentro de los valores permisibles definidos por el RETIE y la IEEE 80.

IMPORTANTE

El cálculo de las tensiones máximas permisibles conforme a la IEEE 80 constituye un criterio fundamental de seguridad eléctrica, que garantiza la protección de las personas ante fallas a tierra, independientemente del valor de resistencia global del sistema de puesta a tierra.

SECCIÓN

4.2.4 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS
DE PUESTA A TIERRA



Por su incidencia directa en la seguridad eléctrica, los componentes del sistema de puesta a tierra deben estar diseñados y contruidos con materiales que garanticen resistencia mecánica, estabilidad eléctrica y durabilidad frente a las condiciones ambientales y del terreno.

Todos los productos empleados deben cumplir los requisitos del Libro 2 del Reglamento y contar con certificado de producto conforme al Libro 4 del RETIE 2024.

4.2.4.1 ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA

Los electrodos de puesta a tierra son los elementos conductores enterrados destinados a disipar corrientes de falla y cargas estáticas hacia el terreno. Pueden consistir en varillas, tubos, placas, flejes o conductores metálicos desnudos enterrados.

A. MATERIALES PERMITIDOS

Los electrodos deben estar libres de pintura, esmalte o recubrimientos no conductores y pueden ser fabricados en:

- Varilla de acero recubierta de cobre.
- Varilla de acero galvanizada o con baño de zinc.
- Acero inoxidable 304 o recubrimientos equivalentes.
- Conductor desnudo de cobre o acero recubierto de cobre.
- Tubos metálicos galvanizados.

Tipo de electrodo	Material permitido	Dimensiones mínimas	Profundidad de instalación	Observaciones
Varilla vertical	Acero cobreado (copperweld)	$\varnothing \geq 5/8''$ (16 mm), $L \geq 2,4$ m	Enterrada vertical completa	Recomendado para la mayoría de terrenos.
Varilla galvanizada	Acero galvanizado en caliente	$\varnothing \geq 5/8''$, $L \geq 2,4$ m	Igual a copperweld	Vida útil menor en suelos altamente corrosivos.
Placa metálica	Cobre o acero galvanizado	$\geq 0,5$ m ² , espesor ≥ 3 mm	$\geq 0,8$ m bajo nivel del suelo	Usada cuando no es posible instalar varillas.
Anillo o malla	Conductor desnudo de cobre o acero cobreado	Sección ≥ 35 mm ² Cu o equivalente	$\geq 0,8$ m de profundidad	Usado en pedestales y subestaciones.
electrodo químico	Varilla de acero cobreado rellena con material conductivo	$\geq 2,4$ m de longitud	Enterrado vertical	Aplicable en terrenos de alta resistividad.

Tabla 3. Tipos de electrodos permitidos.

B. REQUISITOS DE INSTALACIÓN

- Los electrodos de varilla o tubo deben:
- Instalarse en contacto directo con el terreno natural.
 - Estar enterrados con una longitud mínima de 2,44 m.
 - Ubicarse preferiblemente por debajo del nivel de humedad permanente.

C. TIPOS DE ENTERRAMIENTO DEL ELECTRODO

Según las recomendaciones de la IEEE 80, IEC 60364 y el RETIE 2024, los electrodos pueden disponerse en diferentes configuraciones según el tipo de terreno o las limitaciones constructivas:

- **Vertical:** Disposición estándar; debe garantizar al menos 2,44 m de contacto con el terreno. Ideal en suelos de resistividad media o baja.
- **A 45°:** Se permite cuando se encuentra roca u obstáculo que impida el hincado vertical; el ángulo no debe exceder los 45° respecto a la vertical, manteniendo igual longitud efectiva de contacto.
- **Horizontal:** Alternativa usada cuando la capa conductora del terreno está superficial o existen limitaciones de espacio. Debe instalarse a una profundidad mínima de 0,75 m, asegurando contacto continuo y baja impedancia de dispersión.

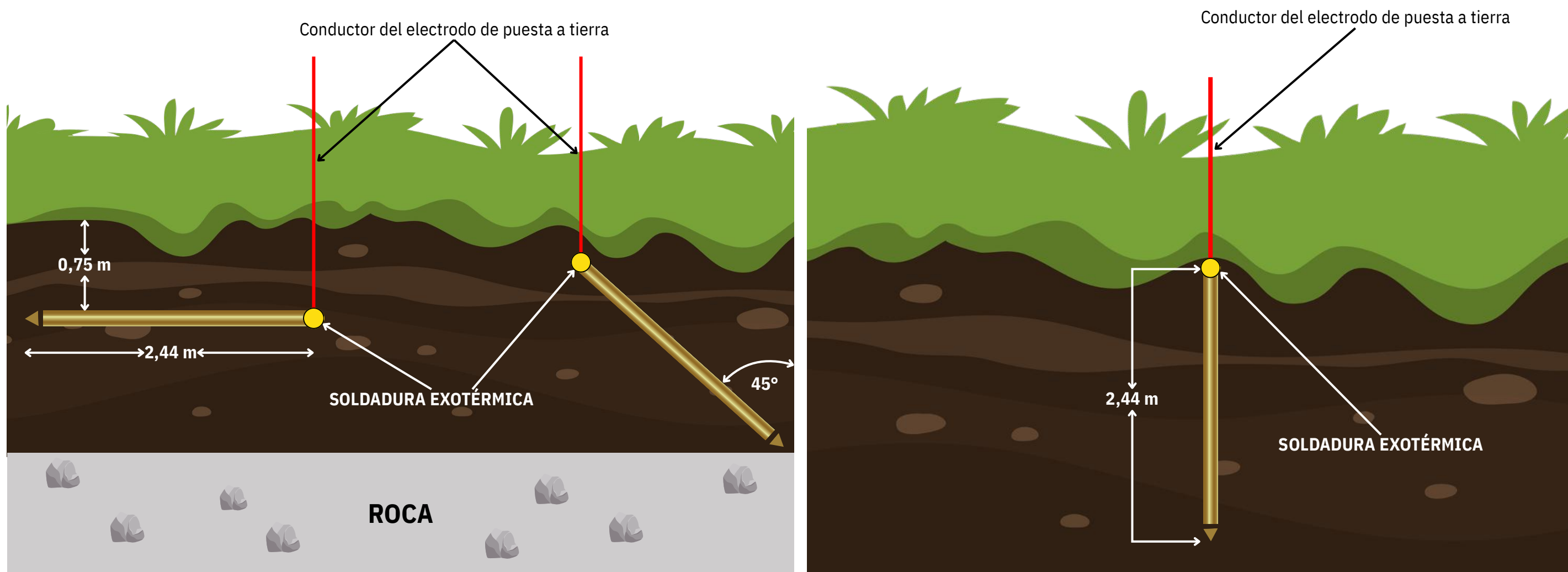


Figura 6. Tipos de enterramiento del electrodo.

D. UNIONES Y ACCESIBILIDAD

La unión electrodo–conductor debe realizarse mediante:

- Soldadura exotérmica, o Conector certificado para enterramiento directo.

El punto de conexión debe quedar dentro de una caja de inspección, visible hasta un máximo de 15 cm desde el fondo de la caja y sin sobresalir del terreno o piso terminado.

E. ELECTRODO SUPLEMENTARIO

Cuando se utilice un único electrodo de varilla, tubo o placa, se debe instalar un electrodo suplementario del mismo tipo.

Excepción:

No se requiere electrodo suplementario si el electrodo único presenta una resistencia $\leq 10 \Omega$.

F. PROHIBICIONES Y MATERIALES NO APTOS

- Se prohíbe expresamente el uso de aluminio como material para electrodos de puesta a tierra, debido a su rápida corrosión en ambientes húmedos o enterrados y a la generación de pares galvánicos con cobre y acero.
- Se prohíbe el uso de materiales que se degraden rápidamente como sal, carbón, restos metálicos reciclados o tuberías con recubrimientos no conductivos, los cuales se han empleado de forma empírica en instalaciones rurales, pero no son aptos en sistemas normalizados.

- Queda estrictamente prohibido utilizar la tierra como único medio o camino de retorno de la corriente eléctrica, es decir, dejar la bajante directamente enterrada sin un electrodo o sistema conductor diseñado para ese propósito. Esta práctica no garantiza continuidad eléctrica ni control del potencial y puede generar tensiones peligrosas, interferencias electromagnéticas y choques eléctricos.

Además, contraviene lo establecido en el RETIE, que exige el uso de conductores y electrodos certificados para el retorno seguro de la corriente.

- No se aceptan electrodos con recubrimientos que favorezcan la corrosión galvánica.
- Se prohíbe el uso de elementos temporales no diseñados como electrodos permanentes.

G. COMPATIBILIDAD DE MATERIALES

- Los materiales deben ser compatibles entre sí para evitar corrosión galvánica (ejemplo: evitar contacto directo de cobre con aluminio o acero sin protección).
- Las uniones deben garantizar continuidad eléctrica sin formar pares galvánicos.
- En ambientes corrosivos (suelos ácidos o costeros) se debe priorizar el uso de cobre o recubrimientos especiales anticorrosivos.

H. RECOMENDACIONES TÉCNICAS

- Priorizar el uso de electrodos de cobre por su alta conductividad, durabilidad y resistencia a la corrosión. Los electrodos copperweld (acero recubierto con 20 %-30 % de cobre) son recomendables cuando se requiera mayor resistencia mecánica o una alternativa más económica, manteniendo siempre la conformidad normativa.
- Evitar estrictamente materiales no certificados, obsoletos o susceptibles a corrosión acelerada (como acero desnudo en suelos ácidos o materiales galvanizados sin protección adecuada).
- En terrenos con alta resistividad o formaciones rocosas, se recomienda instalar sistemas de puesta a tierra optimizados, combinando varillas, mallas o placas con materiales conductivos especiales (bentonita, marconita, hidrosolta o geles conductores). Estas soluciones mejoran la disipación de corriente y reducen la impedancia del sistema, en cumplimiento con las recomendaciones de la IEEE 80 y las buenas prácticas del RETIE.
- Emplear soldadura exotérmica o conectores certificados de compresión, ambos recomendados para asegurar uniones permanentes, baja resistencia de contacto y alta confiabilidad en el sistema de puesta a tierra.
- Registrar en planos y memorias el tipo de electrodo, método de interconexión, compatibilidad de materiales y pruebas de continuidad eléctrica realizadas, asegurando trazabilidad y verificación técnica del sistema.

IMPORTANTE

Los electrodos y materiales permitidos constituyen el elemento esencial para garantizar el funcionamiento seguro y confiable de los sistemas de puesta a tierra. Su correcta selección, ubicación y conexión, de acuerdo con la naturaleza del terreno, el tipo de enterramiento y los métodos de interconexión, permiten una adecuada disipación de las corrientes de falla, minimizan los riesgos eléctricos y aseguran el cumplimiento de las exigencias establecidas por el RETIE, la IEEE 80 y la IEC 60364.

4.2.4.2 CONDUCTOR DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA

El conductor del electrodo enlaza los electrodos o la malla con el barraje principal o el sistema equipotencial. Debe seleccionarse considerando la corriente de falla a tierra, el tiempo de despeje y las capacidades térmicas del material.

A. SELECCIÓN DEL CONDUCTOR EN BAJA TENSIÓN (BT)

En sistemas de baja tensión, la sección del conductor se determina mediante la ecuación térmica basada en IEC 60364-5-54:

$$A = \frac{I\sqrt{t}}{K} [mm^2]$$

donde:

- A = sección del conductor (mm²)
- I = corriente de falla a tierra (kA rms)
- t = tiempo de despeje (s)
- K = constante térmica del material según IEC

Esta ecuación es aplicable únicamente a sistemas de baja tensión.

B. SELECCIÓN DEL CONDUCTOR EN MEDIA TENSIÓN

Para tensiones superiores a 1 kV, el conductor debe dimensionarse con la ecuación térmica de la norma IEEE 80:

$$A_{mm^2} = \frac{IK_f \sqrt{t_c}}{1,9737}$$

donde:

- A = sección del conductor (mm²)
- I = corriente de falla a tierra (kA rms)
- Kf = constante térmica del material (Tabla 3.12.2.2.a RETIE 2024)
- t_c = tiempo de despeje de la falla (s)

Esta metodología es más exigente y adecuada para los esfuerzos térmicos en MT y superiores.

C. MATERIALES PERMITIDOS PARA EL CONDUCTOR DEL ELECTRODO

- Permitidos
 - Cobre blando
 - Cobre duro (soldadura exotérmica o conector mecánico)
 - Acero recubierto de cobre (CCA)
 - Varilla de acero recubierta de cobre
 - Acero inoxidable
 - Acero galvanizado
 - Acero 1020
- Prohibido enterrado:
 - Aluminio (cualquier aleación)

Tipo de electrodo	Material permitido	Dimensiones mínimas recomendadas	Profundidad de instalación
Cobre blando	100	1083	7
Cobre duro (soldadura exotérmica)	97	1084	7,06
Cobre duro (conector mecánico)	97	250	11,78
Alambre acero recubierto cobre	40	1084	10,45
Alambre acero recubierto cobre	30	1084	14,64
Varilla acero recubierta cobre	20	1084	14,64
Aluminio grado EC	61	657	12,12
Aleación aluminio 5005	53.5	652	12,41
Aleación aluminio 6201	52.5	654	12,47
Alambre acero recubierto aluminio	20.3	657	17,2
Acero 1020	10.8	1510	15,95
Varilla acero recubierta acero inoxidable	9.8	1400	14,72
Varilla acero con baño zinc	8.5	419	28,96
Acero inoxidable 304	2.4	1400	30,05

Tabla 4. Constante de materiales.

Fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE 2024, Libro 3, Tabla 3.12.2.2. a

Para transformadores, EBSA adopta como criterio obligatorio que el conductor del electrodo de puesta a tierra se dimensionará únicamente con la ecuación térmica IEEE 80, independientemente del nivel de tensión del lado analizado.

$$A_{mm^2} = \frac{IK_f \sqrt{t_c}}{1,9737}$$

Este criterio elimina doble cálculo, garantiza la condición más exigente y asegura la adecuada capacidad térmica del conductor.

Tipo de conductor	Material permitido	Aplicación típica	Observaciones / Restricciones
Conductor de cobre desnudo	Cobre electrolítico	Bajantes, mallas y electrodos enterrados	Alta conductividad y resistencia a la corrosión.
Conductor de cobre aislado (verde/amarillo)	Cobre electrolítico con aislamiento PVC o XLPE	Conductores de protección en baja tensión (PE)	No usar en contacto directo con el suelo.
Cinta de cobre	Cobre electrolítico	Mallas y uniones equipotenciales superficiales	No debe ser sustituida por aluminio.
Conductor de acero inoxidable	AISI 304 / 316	Bajantes y conexiones expuestas	Debe certificarse su compatibilidad y resistividad.
Conductor de acero galvanizado	Acero recubierto en zinc	electrodos verticales o estructuras metálicas	No recomendado en suelos húmedos o agresivos.
Varilla o tubo de cobre	Cobre electrolítico	electrodos verticales	Debe cumplir dimensiones según RETIE.
Aluminio	No permitido en puesta a tierra	-	Prohibido en contacto con el suelo o humedad.

Tabla 5. Tipos de conductores permitidos para sistemas de puesta a tierra en subestaciones

Fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE 2024

4.2.4.3 CONDUCTOR DE PROTECCIÓN O PUESTA A TIERRA DE EQUIPOS

El conductor de protección debe acompañar siempre a los conductores activos en su recorrido, garantizar la equipotencialidad y permitir el flujo seguro de corrientes de falla.

En baja tensión, el conductor de protección se seleccionará según la Tabla 250-122 de la NTC 2050, dimensionada por la capacidad de conducción del dispositivo de sobrecorriente, garantizando que soporte la energía térmica ($I^2 \cdot t$) durante una falla sin perder continuidad.

En media tensión, la temperatura del conductor de protección no debe exceder la temperatura límite del aislamiento de los conductores activos en la misma canalización, evitando degradación térmica, carbonización o fallas fase-tierra inducidas.

Las uniones del conductor de protección deben realizarse mediante soldadura exotérmica o conectores certificados, asegurando baja resistencia de contacto, estabilidad mecánica, soporte ante corrientes de falla y continuidad permanente.

El conductor de protección debe ser continuo, sin dispositivos de desconexión o elementos que puedan interrumpir su función, garantizando la equipotencialidad en toda la instalación.

La identificación del conductor debe hacerse mediante aislamiento verde, verde/amarillo o marcación verde en sus extremos y puntos visibles, evitando confusión con conductores activos o neutros.

Cuando el conductor de protección sea aislado y se instale a la intemperie, su aislamiento debe ser resistente a rayos UV, humedad y variaciones térmicas, asegurando estabilidad mecánica y eléctrica en ambientes exteriores.

Protección (A)	Calibre mínimo (AWG/kcmil)
15–20 A	14 AWG
30 A	12 AWG
60 A	10 AWG
100 A	8 AWG
200 A	6 AWG
300 A	4 AWG
400 A	3 AWG
500 A	2 AWG
600 A	1 AWG
800 A	1/0 AWG
1000 A	2/0 AWG
1200 A	3/0 AWG
1600 A	4/0 AWG
2000 A	250 kcmil
2500 A	350 kcmil
3000 A	400 kcmil
4000 A	600 kcmil
5000 A	700 kcmil
6000 A	900 kcmil
>6000 A	Ajustar proporcionalmente

Tabla 6. Calibre mínimo del conductor de puesta a tierra de equipos.

Fuente: NTC 2050 (Segunda actualización), Art. 250 – Tabla 250-122.

• **RECOMENDACIONES TÉCNICAS**

- La selección del conductor debe hacerse aplicando la ecuación térmica IEC únicamente cuando el sistema opere en baja tensión (≤ 1 kV). Para media tensión y especialmente para transformadores, se recomienda emplear exclusivamente la ecuación térmica de IEEE-80, tal como lo adopta EBSA, evitando doble cálculo y garantizando siempre el criterio más exigente
- Es fundamental usar materiales con alta conductividad y buena estabilidad térmica, como cobre blando, cobre duro, acero recubierto de cobre o acero inoxidable. El aluminio no debe utilizarse en ningún punto enterrado, dado que RETIE prohíbe su empleo en contacto con el suelo por su rápida degradación y su baja tolerancia a ambientes húmedos o corrosivos.
- En condiciones de suelo agresivo o alta humedad, se debe evitar el uso de acero galvanizado y preferir materiales con mejor comportamiento frente a la corrosión. También se debe verificar la compatibilidad entre materiales para evitar corrosión galvánica en uniones y empalmes.
- Antes de seleccionar el calibre del conductor, es necesario confirmar la corriente máxima de falla a tierra suministrada por el operador de red, el tiempo real de despeje y la constante térmica K_f del material, según la tabla del RETIE 2024. No deben utilizarse valores aproximados o no verificados.
- El conductor del electrodo debe integrarse adecuadamente al sistema equipotencial. Para uniones enterradas o expuestas a la intemperie, es preferible el uso de soldadura exotérmica, ya que asegura continuidad eléctrica y resistencia mecánica superiores.

- En subestaciones de media tensión se recomienda mantener un solo tipo de material en toda la malla, preferiblemente cobre. Si por alguna razón se combinan materiales, deben documentarse las razones técnicas y protegerse adecuadamente para minimizar la corrosión.
- En obra, se debe verificar el calibre, integridad física y continuidad del conductor antes del relleno, dejando evidencia fotográfica y georreferenciada de las rutas y conexiones realizadas. Las bajantes expuestas deben protegerse contra impactos, vandalismo o cortes mediante tuberías o canalizaciones adecuadas.

IMPORTANTE

El conductor del electrodo debe dimensionarse con base en su capacidad térmica frente a la corriente de falla y su tiempo de despeje, garantizando que soporte los esfuerzos eléctricos y mecánicos sin degradarse. El uso de la ecuación IEEE-80 como criterio obligatorio asegura siempre el calibre más exigente, aumentando la confiabilidad del sistema. La correcta selección del material, la prevención de corrosión y la adecuada integración equipotencial son esenciales para mantener la seguridad y el desempeño del sistema de puesta a tierra durante toda su vida útil.

SECCIÓN

4.2.5 MANTENIMIENTO DE SISTEMAS DE
PUESTA A TIERRA (SPT)

5

A. DEFINICIÓN Y OBJETO

Establecer los criterios, actividades mínimas, responsabilidades y periodicidades para el mantenimiento preventivo y correctivo de los sistemas de puesta a tierra (SPT) en instalaciones de media tensión, con el fin de garantizar el cumplimiento de los requisitos de seguridad eléctrica establecidos en el RETIE 2024 y la permanencia de las condiciones de diseño del sistema.

B. CONSIDERACIONES RELEVANTES

El sistema de puesta a tierra debe conservar durante toda su vida útil las características eléctricas y mecánicas previstas en el diseño. La efectividad del SPT se reduce por corrosión, deterioro mecánico, descargas atmosféricas, alteraciones del terreno, ampliaciones, vibraciones, excavaciones y corrientes de falla.

La evaluación por impedancia no detecta todos los tipos de deterioro, por lo que los sistemas deben someterse periódicamente a inspecciones visuales, pruebas, excavaciones selectivas cuando aplique y verificación del estado físico de uniones y electrodos.

El mantenimiento debe garantizar que el SPT continúe proporcionando:

- Equipotencialidad entre estructuras y equipos.
- Disipación segura de corrientes de falla y descargas.
- Correcto funcionamiento de protecciones.
- Limitación de tensiones de paso y contacto dentro de los valores permitidos en la Tabla 3.12.1.a del RETIE 2024.

C. RESPONSABILIDADES

- El constructor o responsable de la instalación debe definir el programa de mantenimiento del SPT e incorporarlo en el Manual de Operación y Mantenimiento, conforme al Título 6 del Libro 3 del RETIE.
- Las inspecciones, pruebas y evaluaciones deben ser realizadas por persona competente, quien debe generar el registro documental de cada intervención.
- Cuando se detecten deterioros o condiciones anormales, las reparaciones deben ejecutarse sin aplazamientos.

D. ACTIVIDADES MÍNIMAS DE MANTENIMIENTO

D.1. INSPECCIÓN VISUAL

Debe realizarse sobre los componentes accesibles, verificando como mínimo:

- Integridad mecánica de conductores, bajantes, uniones y conectores.
- Evidencia de corrosión, recalentamiento o deterioro físico.
- Riesgos de alejamiento, tensión mecánica indebida o exposición por excavaciones.
- Estado de cajas de inspección, canalizaciones, registros y protección mecánica.
- Condición de uniones y partes accesibles del electrodo o conductor desnudo.

D.2. PRUEBAS ELÉCTRICAS OBLIGATORIAS

Se deben realizar de acuerdo con los intervalos de la Tabla 3.12.6.a del RETIE 2024.

Las pruebas mínimas incluyen:

a. Medición de resistencia o impedancia del SPT

- Ejecutada con telurómetro o equipo especializado.
- El equipo debe contar con certificado de calibración vigente.
- Deben registrarse fotografías georreferenciadas del punto y del valor de medición.
- Para mallas extensas se recomienda equipos capaces de generar corrientes de prueba adecuadas y medir impedancias muy bajas.

b. Continuidad eléctrica

- Verificación de continuidad entre equipos, estructuras y barrajes mediante micro-ohmmetro.
- Aplica especialmente en instalaciones industriales o donde existan múltiples equipos conectados al SPT.

c. Tensiones de paso y contacto

Deben medirse cuando:

- La corriente de falla supere 10 kA, o
- La resistencia medida del SPT sea ≥ 2 veces el valor de diseño (RETIE 2024, Art. 3.12.1).

Los resultados deben compararse con los límites de la Tabla 3.12.1.a del RETIE 2024.

D.3 EXAMEN DETALLADO DEL SISTEMA

Consiste en una evaluación profunda que incluye:

- Excavación selectiva de uniones y electrodos cuando existan indicios de corrosión severa.
- Revisión de conexiones soldadas o mecánicas, confirmación de continuidad y estado interno.
- Comprobación de las características del terreno y cambios sustanciales en humedad o resistividad.
- Comparación del desempeño real con los parámetros de diseño.

E. PERIODICIDADES MÍNIMAS

Nivel de tensión	Inspección visual (años)	Inspección visual + mediciones (años)	Examen detallado (años)
Baja tensión	1	5	1
Media tensión	3	6	1
Alta / Extra alta	2	4	1

Tabla 7. Máximo período entre mantenimientos:

Fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE 2024, Libro 3, Tabla 3.16.6.a

Los intervalos deben reducirse cuando existan condiciones climáticas adversas, corrosión acelerada, instalaciones críticas o fallas recientes del sistema.

F. CRITERIOS DE INTERVENCIÓN INMEDIATA

Debe ejecutarse mantenimiento correctivo urgente cuando se identifique:

- Conductor o bajante cortado, corroído o robado.
- Uniones con valores anómalos superiores a los límites de diseño (se registran casos superiores a 20 Ω con afectación del SPT).
- Aumento de resistencia o impedancia por encima del valor de diseño.
- Exceso de tensiones de paso y contacto.
- Daños por maquinaria, excavaciones, vandalismo o impacto de rayos.
- Exposición de electrodos o conductores desnudos sin protección mecánica.

G. CASOS ESPECIALES

G.1 SISTEMAS CON PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

El mantenimiento es obligatorio y debe verificarse periódicamente la integridad del sistema de bajantes, electrodos y uniones, dado el efecto corrosivo y mecánico de las descargas atmosféricas.

G.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y MALLAS EN FUNDACIONES

Cuando los electrodos estén embebidos en la fundación, **no es obligatoria la inspección visual**, según el RETIE 2024, Artículo 3.12.6.

H. REGISTROS DE MANTENIMIENTO

Cada actividad debe incluir como mínimo:

- Fecha, hora y ubicación.
- Nombre de la persona competente.
- Plano o croquis actualizado del punto intervenido.
- Fotografías georreferenciadas.
- Valores de medición.
- Certificados de calibración del equipo utilizado.
- Observaciones y acciones correctivas.
- Evidencia de la reparación o ajuste realizado.

I. DISPOSICIONES FINALES

El operador de la instalación debe asegurar que el SPT se mantenga en condiciones que garanticen:

- Baja impedancia.
- Correcta disipación de corrientes de falla y descargas atmosféricas.
- Operación adecuada de protecciones.
- Seguridad del personal y del público.

El cumplimiento de estas actividades es obligatorio y constituye un requisito de seguridad eléctrica según el RETIE 2024.

SECCIÓN

4.2.6 CONFIGURACIÓN DE PUESTAS A
TIERRA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN Y
SISTEMAS DE GENERACIÓN



4.2.6.1 PUESTA A TIERRA EN CENTRO DE TRANSFORMACIÓN TIPO POSTE

A. OBJETIVO PRINCIPAL DE LA PUESTA A TIERRA

Garantizar que el Centro de Transformación tipo poste cuente con un sistema de puesta a tierra seguro y eficaz, donde el neutro y la carcasa del transformador estén sólidamente conectados conforme al Artículo 3.23.3.g del RETIE 2024, permitiendo una operación segura y protección frente a fallas eléctricas, sobretensiones y descargas atmosféricas.

B. CONEXIÓN ELÉCTRICA REQUERIDA

- El transformador debe tener el punto del neutro y la carcasa sólidamente conectados a tierra. La conexión debe hacerse desde el buje del neutro, conforme al Artículo 3.23.3.g del RETIE 2024.
- La carcasa, los herrajes y las partes metálicas del transformador deben quedar integrados al mismo sistema de puesta a tierra.
- Los DPS de media tensión y de baja tensión deben conectarse a la bajante del sistema de puesta a tierra del transformador, garantizando equipotencialidad en el sistema.

C. CONFIGURACIÓN MÍNIMA DEL SISTEMA DE ELECTRODOS

C.1. ANILLO ALREDEDOR DEL POSTE

- Construido con cable acerado galvanizado.
- Instalado con un radio mínimo de un metro respecto al poste.
- Enterrado a una profundidad mínima de 30 cm, para mitigar tensiones de paso y contacto.

C.2. SEGUNDO ELECTRODO (CONTRAPESO)

- Instalado en dirección opuesta al primer electrodo del anillo, al otro costado del poste.
- Debe quedar equipotencializado con el anillo, formando un único sistema de referencia a tierra para el Centro de Transformación tipo poste.

C.3. SEPARACIÓN ENTRE ELECTRODOS ADICIONALES

Cuando la resistividad del terreno requiera ampliar el sistema de puesta a tierra:

- Separación mínima: 2,4 metros.
- Separación ideal recomendada: 5 metros.
- Todos los electrodos adicionales deben quedar equipotencializados con el anillo.

C.4. TIPOS DE MEDICIONES REQUERIDAS

Resistencia de puesta a tierra

- Centro de Transformación tipo poste en servicio: Medición con pinza de puesta a tierra, adecuada cuando el electrodo no puede aislarse.
- Centro de Transformación tipo poste sin red de baja tensión conectada: Medición mediante caída de potencial (62%).

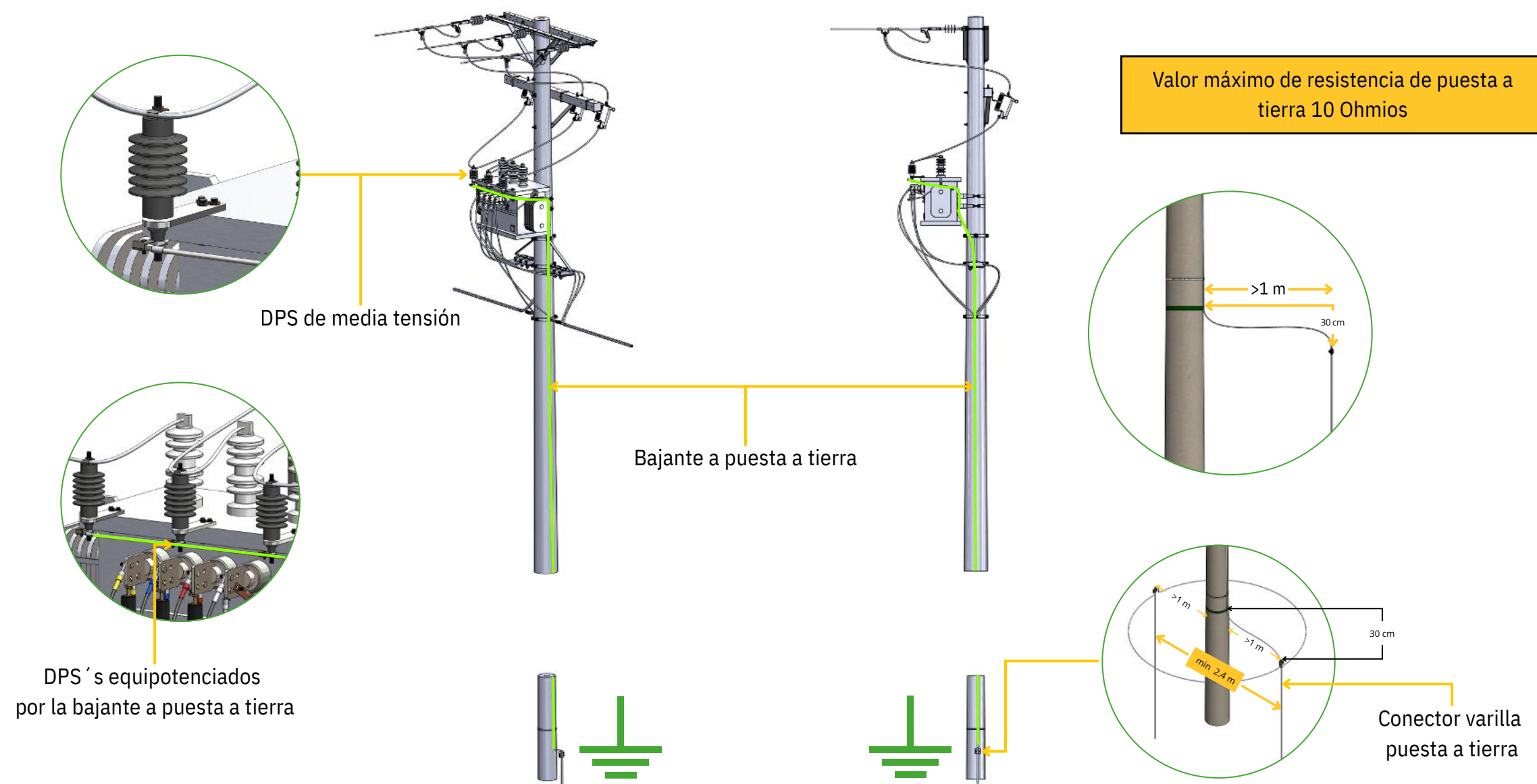


Figura 7. Conexión y equipotencialización sistema de puesta a tierra en transformadores tipo poste

IMPORTANTE

- El neutro del secundario debe conectarse a tierra mediante un conductor dimensionado según la corriente de falla máxima y el tiempo de despeje, garantizando resistencia térmica y mecánica.
- La carcasa metálica y accesorios se conectarán mediante conductores equipotenciales con conectores certificados, asegurando continuidad y equipotencialidad.
- Los DPS de media tensión deben tener una bajante en conductor certificado conectado directamente al electrodo principal mediante soldadura exotérmica o conector certificado. La bajada del pararrayos o conductor asociado debe ser lo más corta y recta posible, evitando ángulos cerrados y manteniendo radios de curvatura no menores a 20 cm, para reducir la impedancia y garantizar la descarga efectiva de las sobretensiones hacia tierra. Los dos o tres DPS instalados, según el número de fases, deben permanecer interconectados entre sí en su punto de tierra, manteniendo la misma referencia equipotencial hacia el electrodo principal.

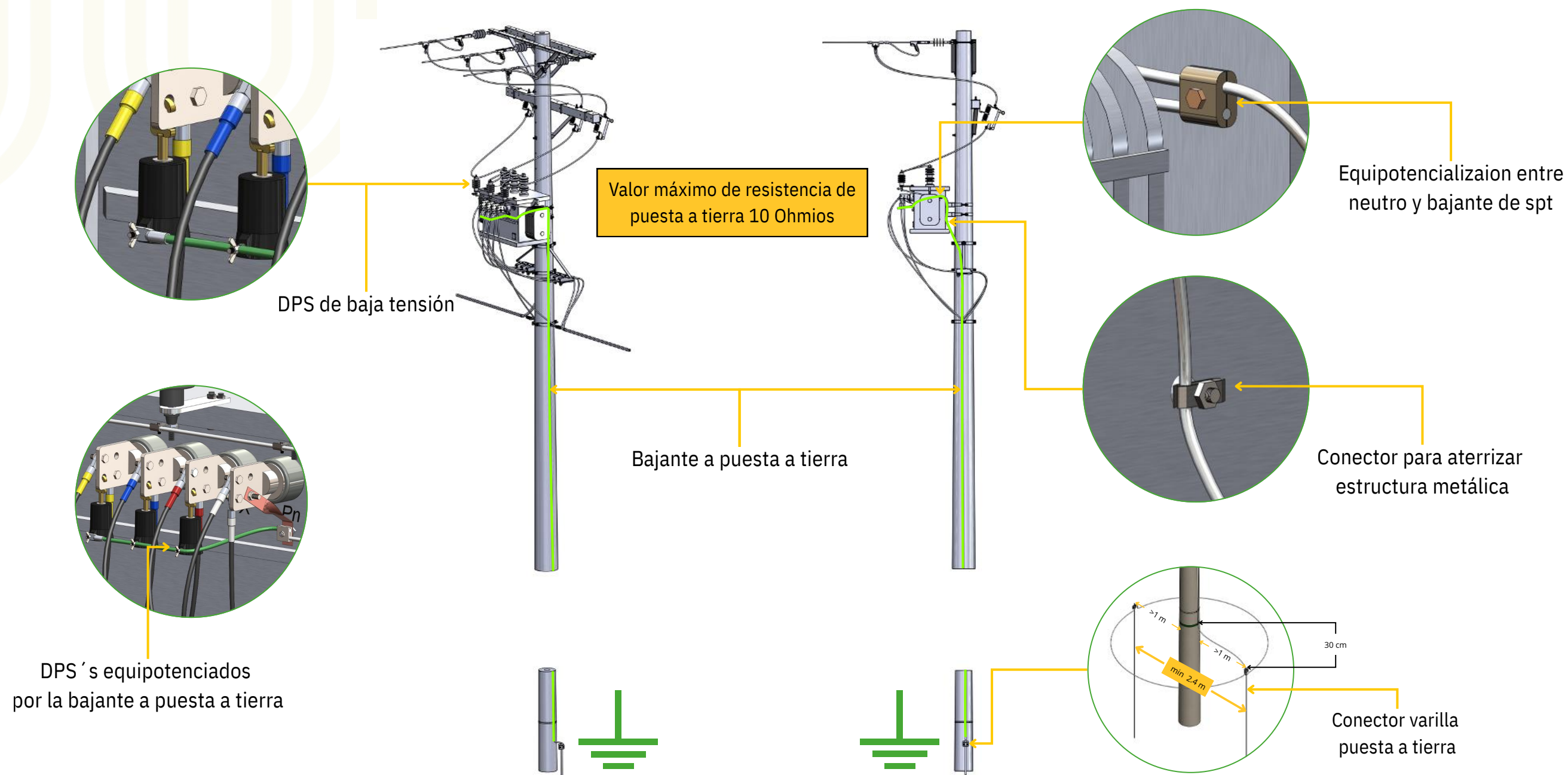


Figura 8. Conexión y equipotencialización de los DPS de baja tensión al sistema de puesta a tierra

IMPORTANTE

- Los DPS de baja tensión deben disponer de un conductor de cobre aislado verde o verde/amarillo de mínimo 16 mm², conectado directamente al punto de tierra del neutro. Este conductor debe ser independiente, sin empalmes, con el recorrido más corto y recto posible para reducir la impedancia y asegurar una descarga eficiente de las sobretensiones. Los DPS instalados (dos o tres, según el número de fases) deben estar interconectados en su punto de tierra, compartiendo la misma referencia equipotencial con el electrodo principal de la subestación tipo poste y evitando diferencias de potencial entre fases.

C.5. MEDICIÓN DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO

Los Centros de Transformación tipo poste no requieren mediciones de tensiones de paso y contacto, según lo establecido en el Parágrafo 1 del Título 12 del RETIE 2024, ya que esta exigencia aplica únicamente a subestaciones de media tensión dotadas de malla de puesta a tierra bajo condiciones específicas.

C.6. RECOMENDACIONES

- Mantener las bajantes rectas, directas, sin bucles y con protección mecánica.
- Aplicar protección anticorrosiva en las uniones del anillo y del segundo electrodo.
- Tomar registros fotográficos y georreferenciación de todo el sistema instalado.
- Evitar instalar electrodos cerca de cimentaciones, tuberías metálicas o estructuras no aterrizadas.
- Ampliar el sistema de electrodos cuando la resistividad del terreno lo requiera, manteniendo siempre la equipotencialidad del sistema.

IMPORTANTE

El sistema de puesta a tierra para un Centro de Transformación tipo poste debe construirse como mínimo con:

- Un anillo de un metro de radio, enterrado a 30 cm de profundidad.
- Un segundo electrodo en dirección opuesta, equipotencializado con el anillo.
- Separación mínima de 2,4 m e ideal de 5 m entre electrodos adicionales.
- Conexión del neutro, la carcasa y los DPS al mismo sistema de puesta a tierra.
- Medición de resistencia de puesta a tierra según la etapa del proyecto.

4.2.6.2 PUESTA A TIERRA EN CENTRO DE TRANSFORMACIÓN TIPO PEDESTAL

A. OBJETIVO PRINCIPAL DE LA PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra del Centro de Transformación tipo Pedestal tiene como objetivo garantizar la seguridad de las personas y la protección de los equipos mediante la conexión sólida del neutro y la carcasa del transformador a una referencia eléctrica estable. La puesta a tierra debe controlar tensiones de paso y contacto, asegurar la correcta operación de protecciones, DPS y pantallas de cables, y mantener una equipotencialidad integral en todo el sistema, reduciendo riesgos eléctricos en una instalación accesible al público y ubicada a nivel del suelo.

B. CONEXIÓN ELÉCTRICA REQUERIDA

El transformador tipo pedestal debe tener el punto del neutro y la carcasa sólidamente conectados a tierra, realizando la conexión del neutro directamente desde el buje del neutro, en cumplimiento del Artículo 3.23.3.g del RETIE 2024.

El neutro del secundario, la carcasa del transformador, las pantallas de los cables, los DPS de media y baja tensión, los terminales, los codos y todos los elementos metálicos deben conectarse al barraje equipotencial principal de tierras ubicado dentro del gabinete o cuarto eléctrico del pedestal. Este barraje debe enlazarse directamente con el electrodo principal de tierra, garantizando una única referencia eléctrica común para la instalación.

Cada conductor de puesta a tierra debe conectarse de forma independiente al barraje mediante su propio punto de fijación, sin empalmes ni uniones compartidas, asegurando continuidad eléctrica, firmeza mecánica y trazabilidad. Todas las uniones deben realizarse con conectores certificados o soldadura exotérmica, para garantizar mínima resistencia de contacto y alta confiabilidad. El barraje debe ser dimensionado según la corriente máxima de falla prevista.

El cerramiento metálico que protege el transformador tipo pedestal debe conectarse al barraje principal de tierras, integrándose totalmente al sistema equipotencial. Las puertas del cerramiento deben equipotencializarse mediante puentes flexibles certificados, garantizando continuidad entre puerta y estructura fija, evitando tensiones transferidas durante la operación.

Finalmente, el sistema debe incorporar una caja de inspección accesible para mediciones periódicas de resistencia de puesta a tierra sin necesidad de intervenir el gabinete del transformador.



- La imagen es ilustrativa y representa el principio de conexión equipotencial y puesta a tierra de un transformador tipo pedestal. La configuración final, puntos de conexión, calibres de conductores, tipo de conectores y ubicación del electrodo de tierra deben definirse y verificarse en obra, de acuerdo con el RETIE 2024, el diseño aprobado y las condiciones reales del terreno. Toda conexión a tierra debe garantizar continuidad eléctrica, baja impedancia y firmeza mecánica, y la medición de la resistencia de puesta a tierra debe realizarse mediante caja de inspección accesible, sin intervenir el gabinete del transformador.

C. CONFIGURACIÓN MÍNIMA DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra para un Centro de Transformación tipo Pedestal debe ser diseñado en función de la resistividad del terreno, la corriente de falla y las condiciones de seguridad del sitio. Por ese motivo, no existe una configuración mínima estandarizada de electrodos o anillos. Sin embargo, sí se deben cumplir requisitos mínimos en cuanto a materiales y técnicas constructivas.

Los electrodos y conductores que conforman el sistema de tierra deben ser de cobre, garantizando estabilidad eléctrica y resistencia a la corrosión. Todas las uniones deben ser realizadas mediante soldadura exotérmica, eliminando puntos de inflexión y asegurando continuidad eléctrica permanente y confiable. El sistema final debe formar una red equipotencial continua enlazada con el barraje principal de tierras, cumpliendo con la resistencia requerida y los límites de tensiones de toque y paso establecidos por el RETIE 2024.

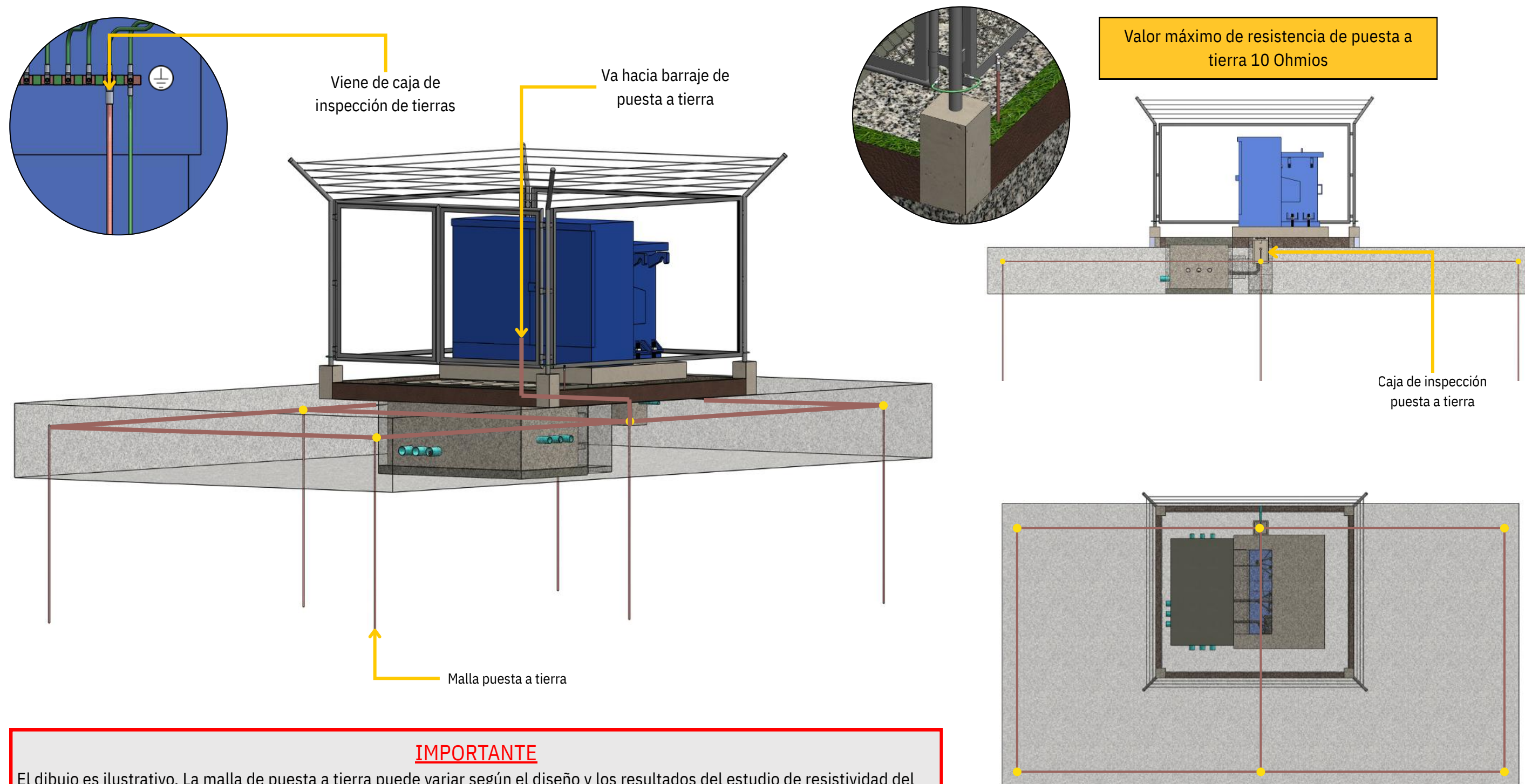
D. MEDICIONES DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

- Centro de Transformación tipo Pedestal en servicio: Medición con pinza de puesta a tierra cuando el electrodo no pueda aislarse.
- Centro de Transformación tipo Pedestal sin BT conectada: Medición por caída de potencial (62 %).

E. MEDICIONES DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO

Los Centros de Transformación tipo Pedestal sí requieren mediciones de tensiones de paso y contacto, en cumplimiento del Parágrafo 1 del Título 12 del RETIE 2024.

Las mediciones deben efectuarse cuando la corriente máxima de falla supere 10 kA o cuando la resistencia medida del sistema de tierra sea igual o superior al doble del valor considerado en el diseño. Las mediciones deben realizarse alrededor del pedestal, comparando los valores obtenidos con los límites establecidos en la Tabla 3.12.1.a del RETIE 2024. Si los resultados superan los límites permitidos, se deberán implementar medidas correctivas como ampliación de electrodos, mejora del sistema o tratamiento del terreno.



IMPORTANTE

El dibujo es ilustrativo. La malla de puesta a tierra puede variar según el diseño y los resultados del estudio de resistividad del terreno.

Figura 10. Detalle malla de puesta a tierra para transformador tipo pedestal

F. RECOMENDACIONES

Todo el sistema —gabinete, transformador, puertas, cerramiento, pantallas, DPS y terminales— debe mantenerse completamente equipotencializado. Las bajantes deben ser directas y protegidas; las uniones deben ser certificadas o realizadas con soldadura exotérmica. Se deben registrar fotográficamente todas las instalaciones y mediciones, y ampliar el sistema cuando los valores no cumplan los límites de seguridad del RETIE.

IMPORTANTE

El sistema de puesta a tierra para un Centro de Transformación tipo Pedestal debe garantizar:

- Conexión sólida del neutro y la carcasa desde el buje del neutro.
- Equipotencialización completa de gabinete, puertas, cerramiento y todos los elementos metálicos.
- Uso exclusivo de cobre y soldadura exotérmica en electrodos y uniones.
- Diseño del sistema según resistividad del terreno (sin configuraciones fijas).
- Medición obligatoria de resistencia y de tensiones de paso y contacto según RETIE 2024.

4.2.6.3 PUESTA A TIERRA EN CENTRO DE TRANSFORMACIÓN TIPO LOCAL

A. OBJETIVO PRINCIPAL DE LA PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra del Centro de Transformación tipo Local tiene como objetivo garantizar la seguridad de las personas y la protección de los equipos mediante la conexión sólida del neutro y la carcasa del transformador a una referencia eléctrica estable. La puesta a tierra debe controlar tensiones de paso y contacto, asegurar la correcta operación de protecciones, DPS y pantallas de cables, y mantener una equipotencialidad integral en todo el cuarto eléctrico, reduciendo riesgos eléctricos en una instalación interior accesible únicamente al personal autorizado.

B. CONEXIÓN ELÉCTRICA REQUERIDA

El transformador tipo local debe tener el punto del neutro y la carcasa sólidamente conectados a tierra, realizando la conexión del neutro directamente desde el buje del neutro, en cumplimiento del Artículo 3.23.3.g del RETIE 2024.

El neutro del secundario, la carcasa del transformador, las pantallas de los cables, los DPS de media y baja tensión, los terminales, los codos, las bandejas y todos los elementos metálicos deben conectarse al barraje equipotencial principal de tierras ubicado dentro del cuarto eléctrico. Este barraje debe enlazarse directamente con el electrodo principal de tierra, garantizando una única referencia eléctrica común para la instalación.

Cada conductor de puesta a tierra debe conectarse de forma independiente al barraje mediante su propio punto de fijación, sin empalmes ni uniones compartidas, asegurando continuidad eléctrica, firmeza mecánica y trazabilidad. Todas las uniones deben realizarse con conectores certificados o soldadura exotérmica para garantizar mínima resistencia de contacto y alta confiabilidad. El barraje debe dimensionarse según la corriente máxima de falla prevista.

El encerramiento metálico, las puertas cortafuego o puertas metálicas, los marcos, carcamos, rejillas, tuberías, soportes, estructuras y cualquier otro elemento metálico instalado dentro del cuarto eléctrico deben quedar equipotencializados mediante su conexión directa al barraje principal de tierras. Las puertas deben incluir puentes flexibles certificados que aseguren continuidad eléctrica con el marco, evitando que se presenten diferencias de potencial durante su operación. Finalmente, el sistema debe incorporar una caja de inspección accesible para mediciones de puesta a tierra sin necesidad de intervenir el transformador o las celdas.

Valor máximo de resistencia de puesta a tierra 10 Ohmios

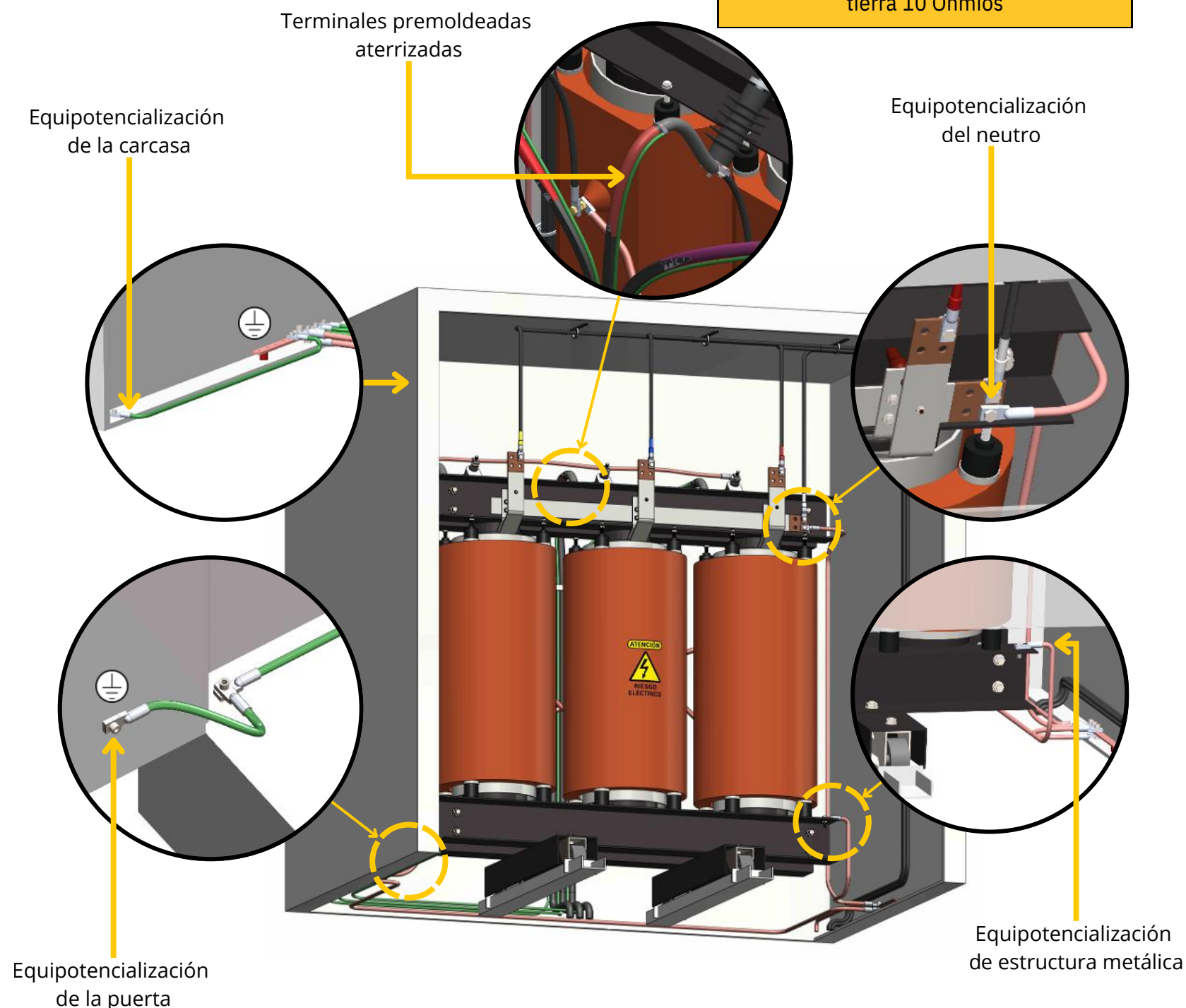


Figura 11. Interconexión de partes metálicas y componentes eléctricos al barraje común de tierras en transformadores.

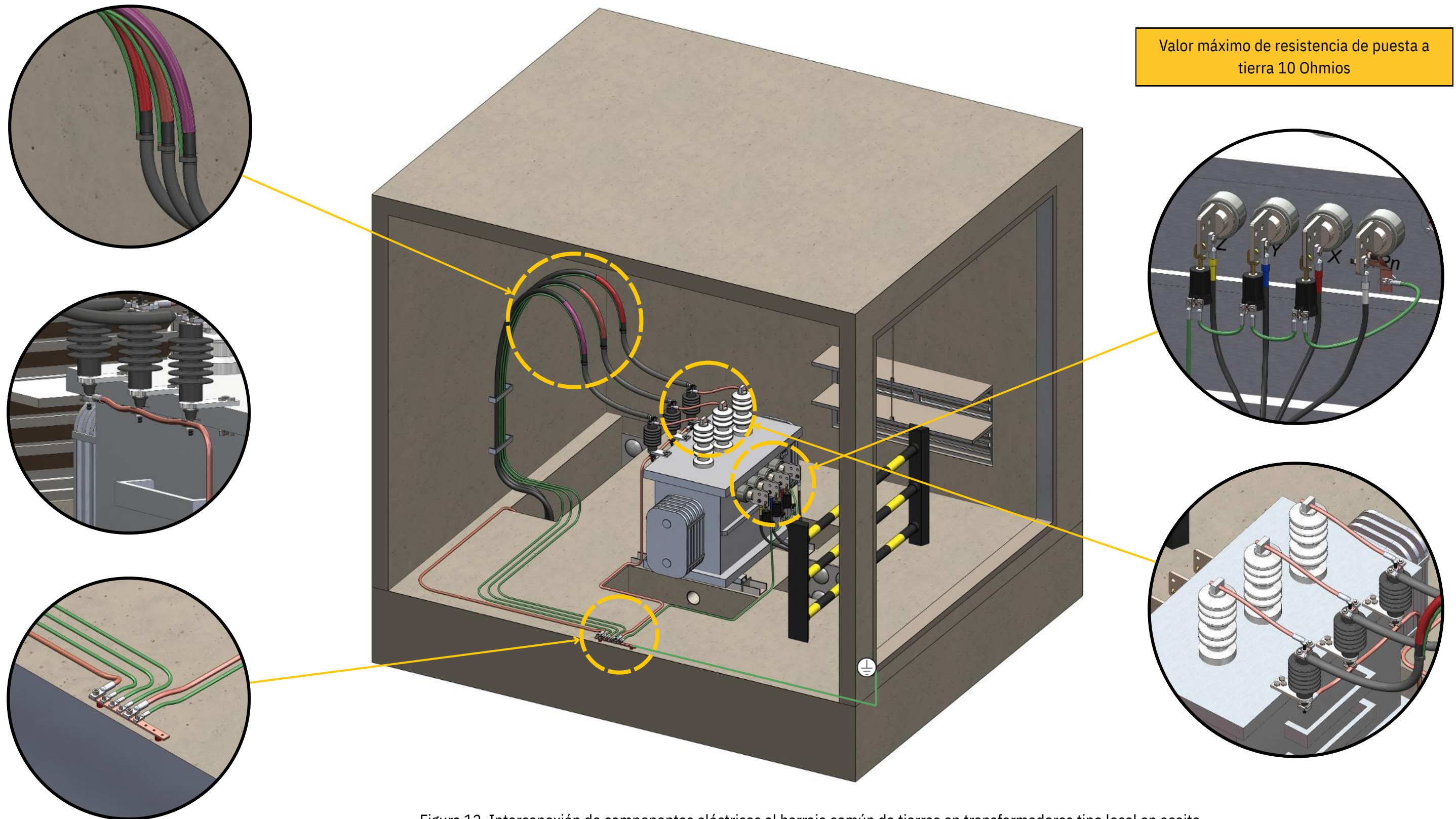
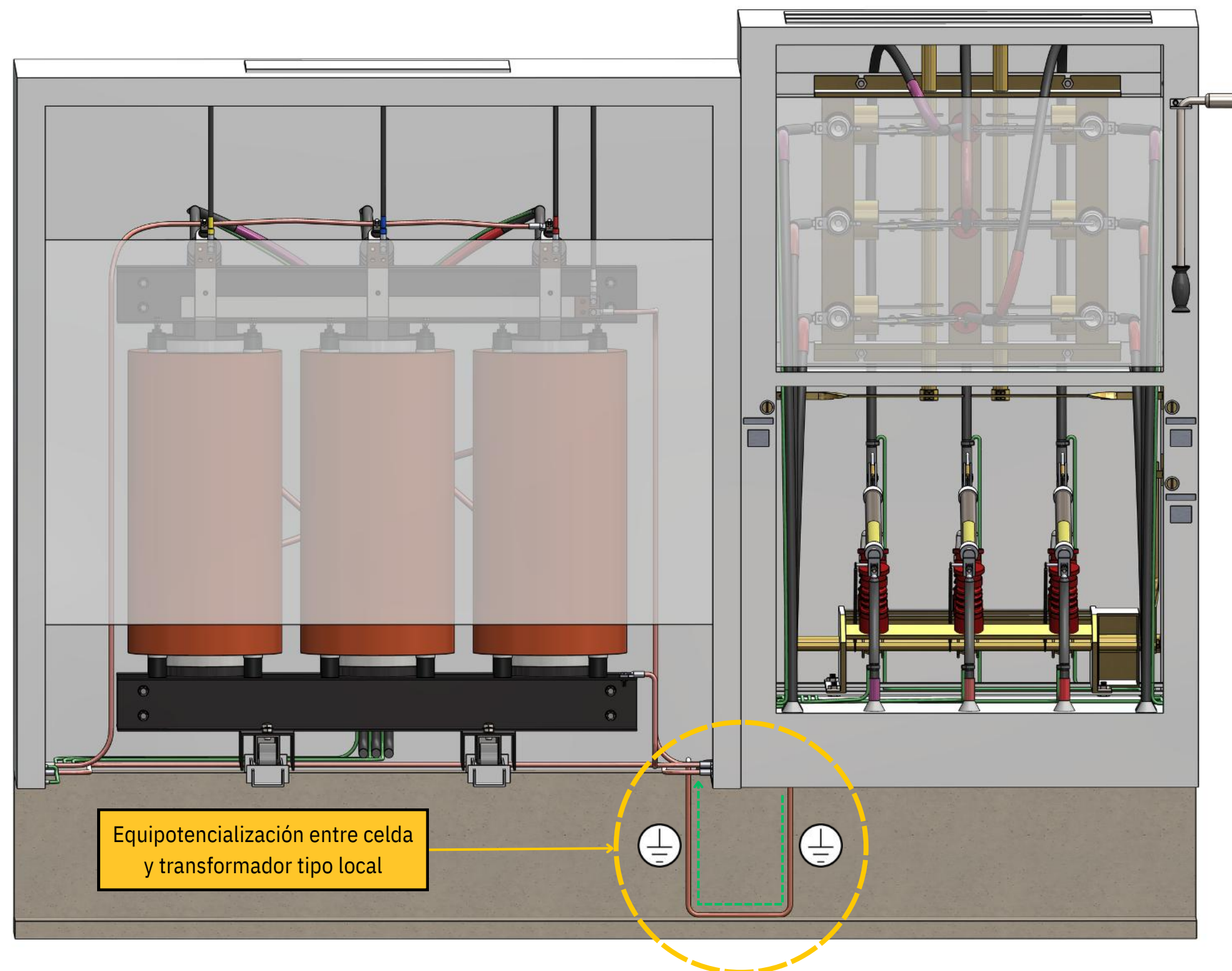


Figura 12. Interconexión de componentes eléctricos al barraje común de tierras en transformadores tipo local en aceite



IMPORTANTE

La equipotencialización entre las diferentes estructuras eléctricas es un aspecto crucial para garantizar la seguridad en las instalaciones de sistemas eléctricos. Este proceso consiste en la conexión a tierra de diversas partes de las instalaciones, como celdas, transformadores, y otros equipos, con el objetivo de que todas las estructuras tengan el mismo potencial eléctrico. Esto se logra mediante el uso de conductores de puesta a tierra, que permiten igualar el potencial de las estructuras eléctricas y evitar posibles diferencias de voltaje que puedan resultar en daños a los equipos o en riesgos para el personal que opere en las instalaciones.

Es importante destacar que la equipotencialización debe llevarse a cabo no solo entre la celda y el transformador, como se muestra en el dibujo adjunto, sino también entre todas las estructuras eléctricas que componen el sistema. Este es un proceso esencial para prevenir la circulación de corrientes peligrosas que puedan generar fallas eléctricas, y para asegurar que, en caso de un cortocircuito o falla a tierra, la corriente se disipe de forma controlada sin representar un peligro.

El dibujo mostrado es ilustrativo, y se debe realizar la equipotencialización de manera adecuada entre todas las estructuras eléctricas de la instalación para garantizar su funcionamiento seguro y conforme a la normativa vigente.

Figura 13. Esquema ilustrativo de equipotencialización entre celda de media tensión y transformador tipo local

C. CONFIGURACIÓN MÍNIMA DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra del Centro de Transformación tipo Local debe ser diseñado en función de la resistividad del terreno, la corriente máxima de falla y las condiciones de seguridad del sitio. Por este motivo, no existe una configuración mínima predeterminada de electrodos o anillos. Sin embargo, los electrodos y conductores deben ser en cobre, garantizando resistencia a la corrosión y estabilidad eléctrica. Las uniones deben realizarse exclusivamente mediante soldadura exotérmica, eliminando puntos de alta resistencia y asegurando continuidad eléctrica permanente. El sistema de puesta a tierra debe integrar completamente el barraje principal de tierras con el electrodo o red de electrodos, garantizando la equipotencialización total del cuarto eléctrico y el cumplimiento de los valores establecidos por el RETIE 2024 tanto para resistencia como para límites de tensiones de paso y contacto.

D. MEDICIONES DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO

Los Centros de Transformación tipo Local sí requieren mediciones de tensiones de paso y contacto, en cumplimiento del Parágrafo 1 del Título 12 del RETIE 2024.

Las mediciones deben realizarse cuando la corriente máxima de falla supere 10 kA o cuando la resistencia del sistema de puesta a tierra sea igual o superior al doble del valor utilizado en el diseño. Estas mediciones deberán ejecutarse en todas las áreas operativas del cuarto eléctrico, incluyendo zonas de maniobra de las celdas, área del transformador, puntos de ingreso del personal y el perímetro inmediato del centro de transformación, verificando así las condiciones de seguridad eléctrica en todos los sectores accesibles. Los valores deben compararse con los límites establecidos en la Tabla 3.12.1.a del RETIE 2024. Si se exceden los valores permitidos, se deben aplicar medidas correctivas como mejorar la equipotencialización, ampliar la red de electrodos o aplicar tratamiento del terreno.

E. MEDICIONES DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

En los Centros de Transformación tipo Local en servicio, la medición de la resistencia de puesta a tierra debe realizarse con pinza de puesta a tierra cuando no sea posible aislar el electrodo principal debido a la equipotencialización interna del cuarto eléctrico. En centros de transformación tipo local sin red de baja tensión conectada o en etapa de construcción, la medición debe efectuarse mediante el método de caída de potencial (62 %) o mediante un método equivalente certificado que permita obtener la resistencia real del sistema.

Debido a la complejidad operativa de los cuartos eléctricos y a la necesidad de evitar riesgos de contacto en transformadores, celdas dúplex, triplex y celdas de medida, el sistema de puesta a tierra debe incorporar una caja de inspección ubicada dentro del cuarto eléctrico o en el exterior inmediato, en un punto seguro que permita realizar las mediciones periódicas sin necesidad de intervenir equipos energizados ni manipular conexiones internas. Esta caja deberá estar claramente identificada y señalizada conforme a la simbología exigida por el RETIE, garantizando reconocimiento inmediato por parte del personal técnico y permitiendo ejecutar las mediciones de manera segura, ordenada y trazable.

F. RECOMENDACIONES

El cuarto eléctrico debe mantenerse completamente equipotencializado, integrando transformador, celdas dúplex, triplex, celdas de medida, bandejas, tuberías, estructuras metálicas, marcos, puertas cortafuego o metálicas, rejillas y cualquier otro elemento metálico presente. Las bajantes deben ser directas y protegidas mecánicamente. Todas las uniones deben ejecutarse mediante soldadura exotérmica o conectores certificados. Debe conservarse evidencia fotográfica, georreferenciación y registros de todas las mediciones para asegurar trazabilidad y verificar el cumplimiento continuo de los valores de resistencia y de tensiones de paso y contacto.

IMPORTANTE

El sistema de puesta a tierra del Centro de Transformación tipo Local debe garantizar la conexión sólida del neutro y la carcasa desde el buje del neutro, asegurar la equipotencialización completa del cuarto eléctrico, eliminar diferencias de potencial peligrosas, emplear exclusivamente cobre y soldadura exotérmica en todos sus componentes, incorporar una caja de inspección señalizada conforme al RETIE, realizar mediciones obligatorias tanto de resistencia como de tensiones de paso y contacto, y cumplir plenamente con lo dispuesto en el Artículo 3.23.3 y el Título 12 del RETIE 2024.

4.2.6.4 PUESTA A TIERRA DEL CABLE DE GUARDA Y CABLE MENSAJERO EN REDES DE MEDIA TENSIÓN

A. OBJETIVO PRINCIPAL DE LA PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra aplicado al cable de guarda y al cable mensajero en redes eléctricas de media tensión tiene como finalidad garantizar la disipación segura de corrientes de origen atmosférico, reducir las tensiones de paso y contacto y asegurar la equipotencialidad entre el conductor de guarda y la estructura que lo soporta. Su función principal es proteger la integridad de la red aérea y minimizar riesgos eléctricos al personal y a las instalaciones adyacentes.

B. CONFIGURACIÓN MÍNIMA DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

La configuración mínima consiste en un electrodo independiente, ubicado a 1 metro del poste y enterrado a 30 cm de profundidad, al cual se conectará directamente la bajante del cable de guarda o mensajero.

La bajante debe permanecer recta, corta y protegida mecánicamente. La unión con el electrodo debe realizarse mediante conexiones mecánicas metálicas robustas y resistentes a la corrosión, garantizando baja impedancia y continuidad eléctrica.

Si las mediciones no cumplen los valores establecidos por el RETIE, esta configuración podrá ampliarse únicamente bajo criterio técnico.

C. CONEXIONES ELÉCTRICAS REQUERIDAS

El cable de guarda o el cable mensajero debe conectarse directamente a un electrodo de puesta a tierra, conforme al Artículo 3.20.6.4 del RETIE 2024, que establece el aterrizaje como mínimo cada tres estructuras, o cada dos cuando las condiciones lo ameriten.

La bajante debe construirse en materiales antivandálicos como acero galvanizado o acero con recubrimiento cobre. Debe ser recta, corta, continua y protegida mecánicamente para reducir impedancia y daños físicos.

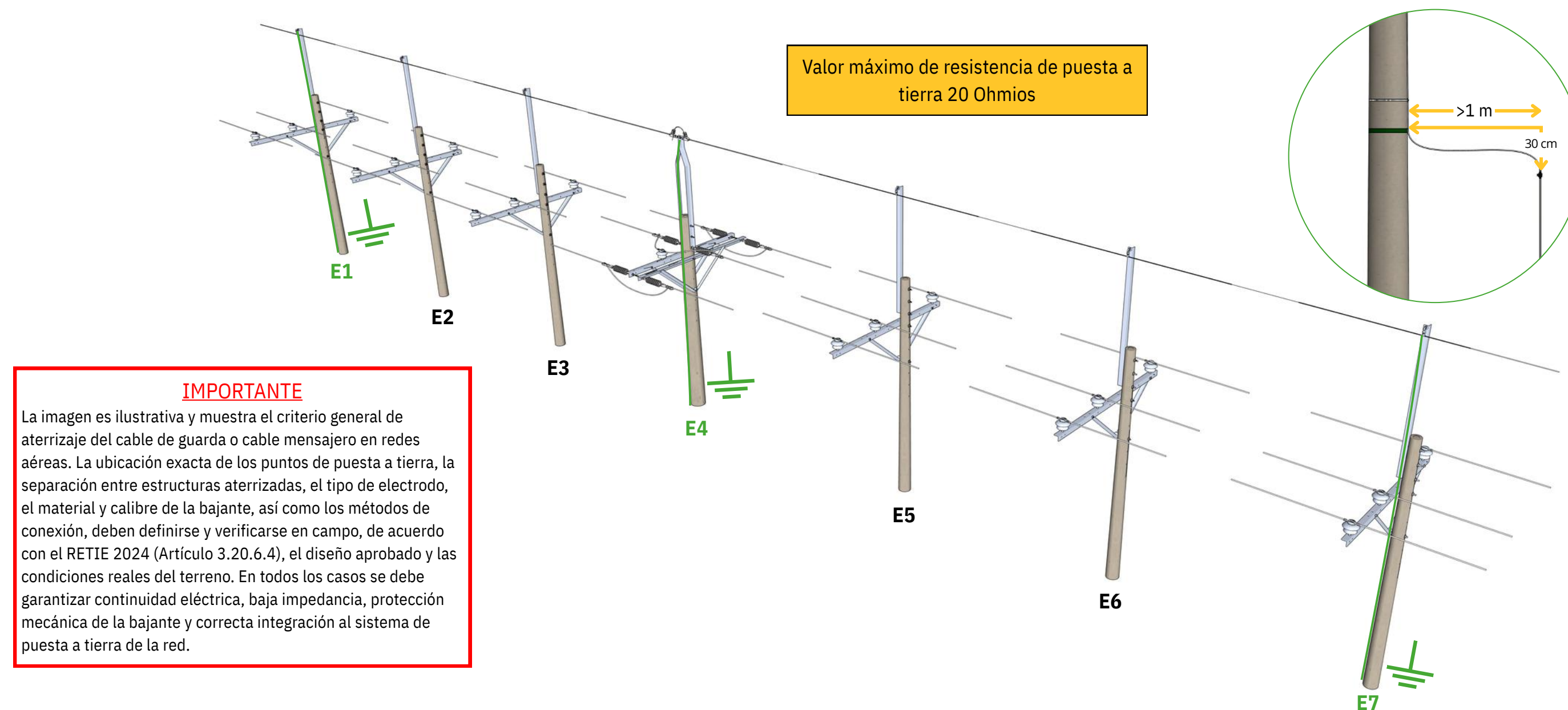


Figura 14. Aterrizaje del cable de guarda o mensajero en estructuras consecutivas de la red

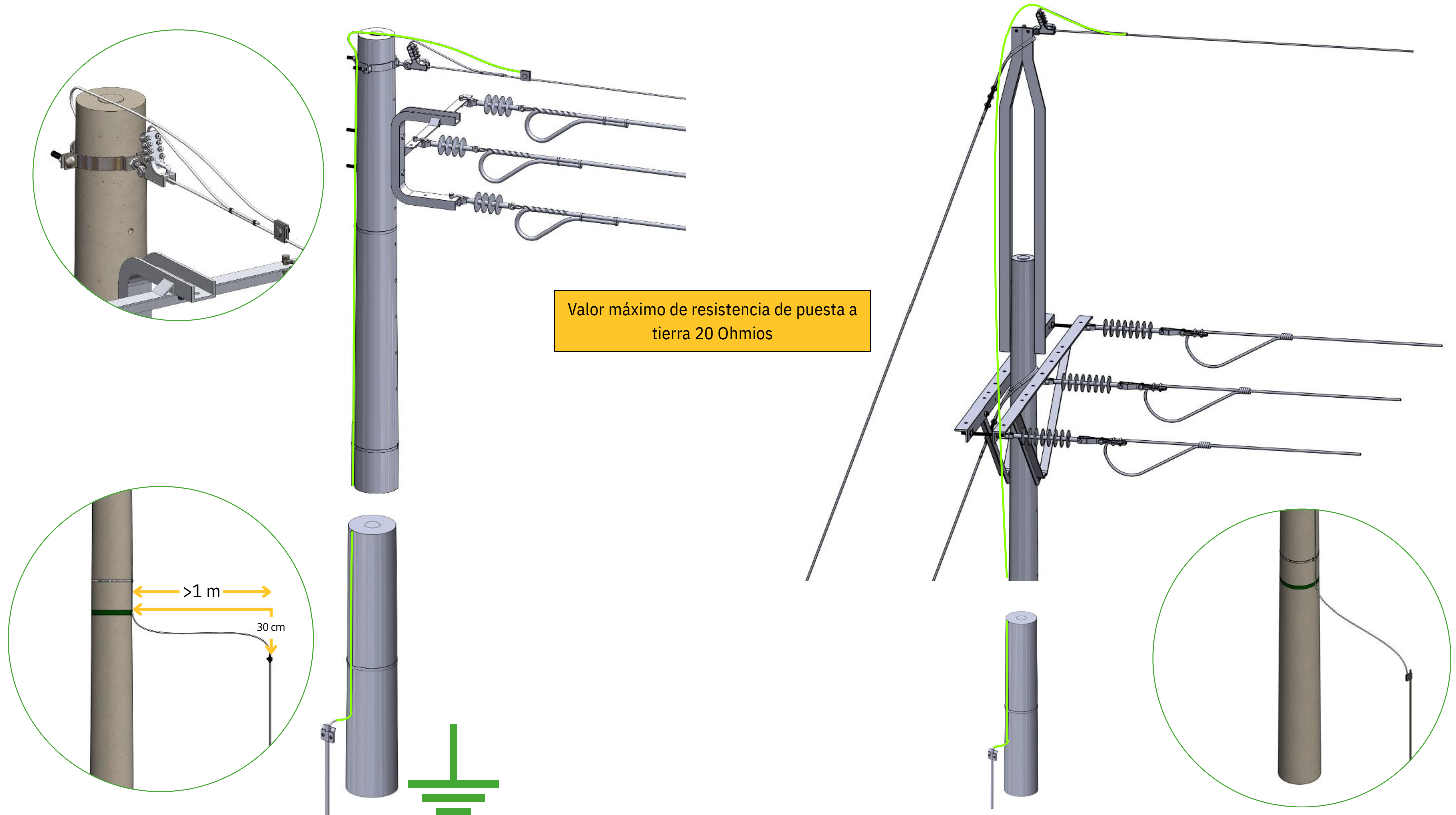


Figura 15. Conexión de cable mensajero a sistema de puesta a tierra en red compacta

Figura 16. Conexión de cable mensajero a sistema de puesta a tierra en red abierta

D. MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

La resistencia de puesta a tierra debe medirse mediante el método de caída de potencial (62 %) o, cuando no sea posible el aislamiento del electrodo, mediante pinza de puesta a tierra.

Todos los valores obtenidos deben registrarse en memorias de cálculo y planos, incluyendo ubicación y características del electrodo.

E. MEDICIÓN DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO

Las mediciones de tensiones de paso y contacto deben realizarse cuando la corriente de falla supere los 10 kA o cuando la resistencia medida sea igual o superior al doble del valor de diseño, conforme al Parágrafo 1 del Título 12 del RETIE 2024.

Deben ejecutarse alrededor de la estructura y en la zona de la bajante. Los resultados se compararán con la Tabla 3.12.1.a del RETIE 2024.

F. VALORES DE REFERENCIA DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

El RETIE 2024, Tabla 3.12.3.a, establece como valor máximo de referencia para estructuras con cable de guarda una resistencia de 20 Ω.

Cuando los valores medidos superen este límite, se podrán implementar técnicas como electrodos adicionales, mayor profundidad o uso de compuestos conductivos, dejándolo documentado en planos y memorias.

G. RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

La bajante debe permanecer siempre recta, continua y protegida mecánicamente. Las conexiones deben ser firmes, metálicas y resistentes a corrosión. Cada punto de aterrizaje debe quedar registrado mediante fotografías, georreferenciación y mediciones. El sistema debe ser evaluado periódicamente para asegurar su desempeño.

IMPORTANTE

La correcta puesta a tierra del cable de guarda y del cable mensajero asegura la disipación eficiente de las descargas atmosféricas, reduce tensiones peligrosas y mejora la seguridad del sistema de distribución. El cumplimiento del RETIE 2024 garantiza valores adecuados de resistencia de puesta a tierra y continuidad eléctrica, permitiendo una operación segura y confiable de la red aérea.

4.2.6.5 PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO EN REDES ELÉCTRICAS DE BAJA TENSIÓN (BT)

A. OBJETIVO PRINCIPAL DE LA PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra del neutro en redes de baja tensión establece el potencial de referencia del sistema, permite la operación rápida y selectiva de las protecciones frente a fallas a tierra y reduce las tensiones de paso y contacto en estructuras y zonas accesibles. Su función principal es garantizar la seguridad eléctrica, estabilizar el plano de referencia del sistema, prevenir tensiones transferidas entre estructuras y asegurar la continuidad y confiabilidad del servicio en instalaciones derivadas de transformadores MT/BT.

El neutro del secundario del transformador debe conectarse sólidamente al sistema de puesta a tierra (SPT), evitando tierras independientes que generen diferencias de potencial no controladas.

B. CONEXIONES ELÉCTRICAS REQUERIDAS

En redes abiertas de BT, el RETIE 2024 Art. 3.20.6.4 establece que el conductor neutro debe ponerse a tierra al menos cada tres estructuras y en las terminales, ubicado por encima de los conductores de fase.

En redes trenzadas de BT, el neutro debe aterrizarse únicamente en el transformador y en derivaciones principales o terminales, conforme al Título 12 del RETIE.



Figura 17. Aterrizaje cada tres estructuras de redes abiertas en baja tensión.

IMPORTANTE

El dibujo es ilustrativo. La ubicación de los aterrizajes dependerán del diseño eléctrico y de las condiciones del proyecto. No obstante, deberá cumplirse la práctica obligatoria de aterrizar el neutro al menos cada tres postes, conforme a los requisitos del RETIE 2024.

Las bajantes y uniones deben estar protegidas mediante ductos cerrados o recubrimientos resistentes a impacto y corrosión. Se permiten únicamente materiales antivandálicos como acero inoxidable (AISI 304/316) o acero galvanizado en caliente, garantizando continuidad y durabilidad.

En estructuras donde convergen neutros de diferentes circuitos, estos no deben interconectarse en ningún caso. Cada neutro debe mantener continuidad exclusiva hacia su transformador de origen y conectarse a tierra únicamente según la configuración definida para su propio circuito. La equipotencialidad debe garantizarse respecto al sistema de puesta a tierra de cada transformador, evitando la formación de tierras independientes o el traslado de potencial entre circuitos que pueda generar corrientes no deseadas, sobrecargas o tensiones transferidas peligrosas.

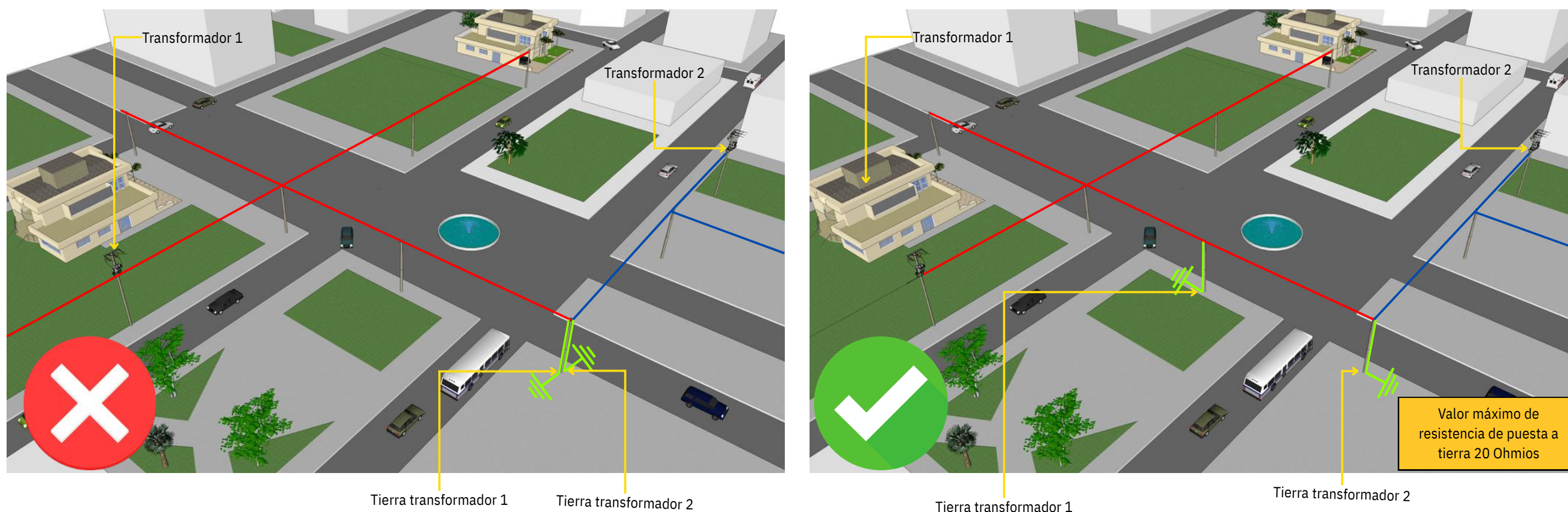


Figura 18. Conexión de Neutros: Prohibición y Aceptación en Redes de Diferentes Transformadores

IMPORTANTE

Cuando existan dos o más transformadores en un tramo final del circuito, está prohibido aterrizarlos en un mismo poste final. Uno de los transformadores deberá conectarse a tierra en el poste inmediatamente anterior, evitando cruces indebidos de neutros, tensiones transferidas y la formación de tierras independientes no controladas.

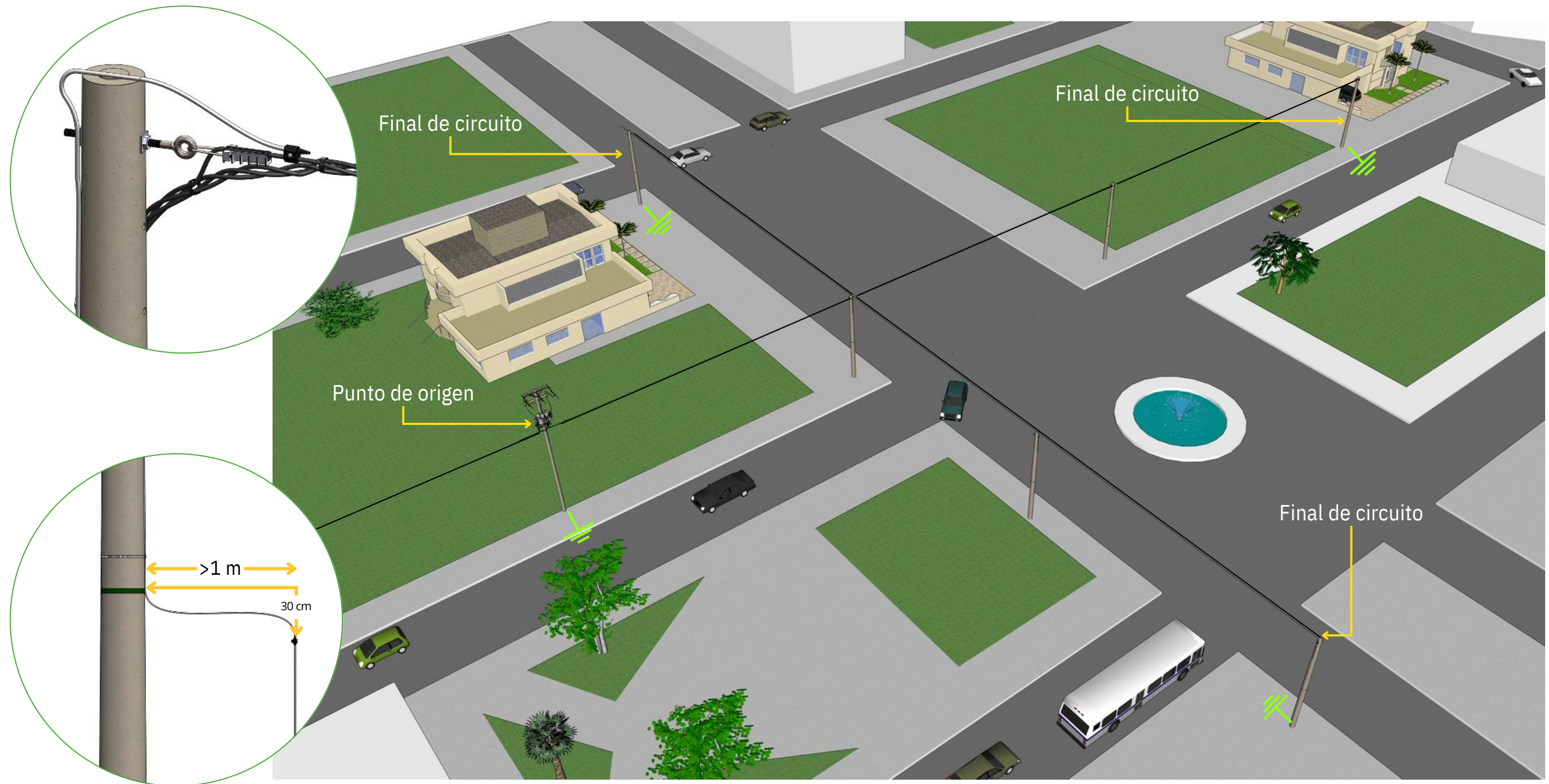


Figura 19. Distribución de Red de Baja Tensión con Neutro a Tierra

C. CONFIGURACIÓN MÍNIMA DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra en BT debe garantizar una conexión segura y confiable del neutro del transformador y de los puntos definidos en la red. La configuración mínima comprende:

- Instalación de un electrodo enterrado a 30 cm de profundidad, ubicado a 1 metro del poste o estructura, para el aterrizaje del neutro del transformador.
- En redes abiertas, instalación de electrodos adicionales cada tres estructuras, conforme al Artículo 3.20.6.4 del RETIE 2024.
- Bajantes rectas, cortas y protegidas mecánicamente.
- Uso exclusivo de acero inoxidable o acero galvanizado para electrodos, bajantes y uniones.
- Prohibición de empalmes innecesarios o curvas cerradas que aumenten la impedancia.

La ampliación del sistema dependerá de las mediciones en campo y de la resistividad del terreno.

D. MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Las mediciones deben realizarse en el punto neutro–tierra del transformador y en los puntos de aterrizaje del neutro en redes abiertas.

Métodos permitidos:

- Caída de potencial (62%), si puede aislarse el electrodo.
- Pinza de puesta a tierra, cuando no pueda desconectarse por continuidad estructural.

E. MEDICIÓN DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO

La medición debe realizarse cuando:

- La corriente máxima de falla exceda 10 kA
- La resistencia medida sea igual o superior al doble del valor de diseño, conforme al Parágrafo 1 del Título 12 del RETIE 2024.

F. VALORES DE REFERENCIA DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

El valor máximo aplicable para el punto neutro–tierra en redes de baja tensión es: $\leq 25 \Omega$

G. RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

Se debe garantizar una trayectoria N–T recta, vertical y continua, evitando curvas cerradas y empalmes innecesarios. El punto de unión N–T debe ser único.

Los materiales deben ser anticorrosivos y antivandálicos (acero inoxidable AISI 304/316 o acero galvanizado en caliente). Las bajantes deben instalarse en ductos cerrados o recubrimientos apropiados.

Deben realizarse pruebas de continuidad, equipotencialidad y resistencia con la periodicidad establecida por el RETIE 2024, registrando todos los valores, fotografías y coordenadas.

IMPORTANTE

La puesta a tierra del neutro en redes de BT es esencial para garantizar estabilidad eléctrica, limitar tensiones de paso y contacto y permitir la operación segura de las protecciones. El cumplimiento del punto único N–T, el aterrizaje periódico del neutro en redes abiertas, y las mediciones exigidas por el RETIE 2024 aseguran la protección del personal, la integridad de los equipos y la confiabilidad del sistema de distribución.

4.2.6.6 PUESTA A TIERRA ASOCIADA A BARRAJES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN EN CAJAS DE INSPECCIÓN

A. OBJETIVO PRINCIPAL DE LA PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra asociada a los barrajes de media y baja tensión instalados en cajas de inspección tiene como propósito garantizar la equipotencialidad entre todos los elementos conductores del sistema, reducir tensiones de paso y contacto, asegurar la derivación segura de corrientes de falla y facilitar la verificación técnica mediante mediciones controladas.

B. CONEXIONES ELÉCTRICAS REQUERIDAS

- Media tensión (MT): La caja de inspección debe contener un barraje exclusivo de puesta a tierra (PE-MT). A este barraje deben conectarse, de forma independiente y con su propio tornillo:
 - Codos de media tensión
 - Descargadores de sobretensión (DPS) de MT
 - Pantallas de cables de MT
 - Tapones o terminaciones
 - Partes metálicas expuestas de barrajes y herrajes MT

Las conexiones deben realizarse en cobre desnudo, enlazado al electrodo mediante soldadura exotérmica.

IMPORTANTE

El barraje de puesta a tierra de media tensión (PE-MT) debe ser exclusivo y no compartirse con otros sistemas. Cada elemento listado debe conectarse de manera independiente, con conexión directa, continua y de baja impedancia, utilizando cobre desnudo y soldadura exotérmica al electrodo principal de tierra. No se permiten derivaciones en serie ni uniones improvisadas. La instalación debe garantizar continuidad eléctrica, firmeza mecánica y trazabilidad, y su ejecución y verificación deben realizarse conforme al RETIE 2024, al diseño aprobado y a las condiciones reales de obra.

- Baja tensión (BT): En BT no existe barraje PE dentro de la caja.El barraje del neutro de BT debe aterrizar directamente al electrodo de cobre ubicado en la misma caja, mediante conductor de cobre desnudo con unión exotérmica.

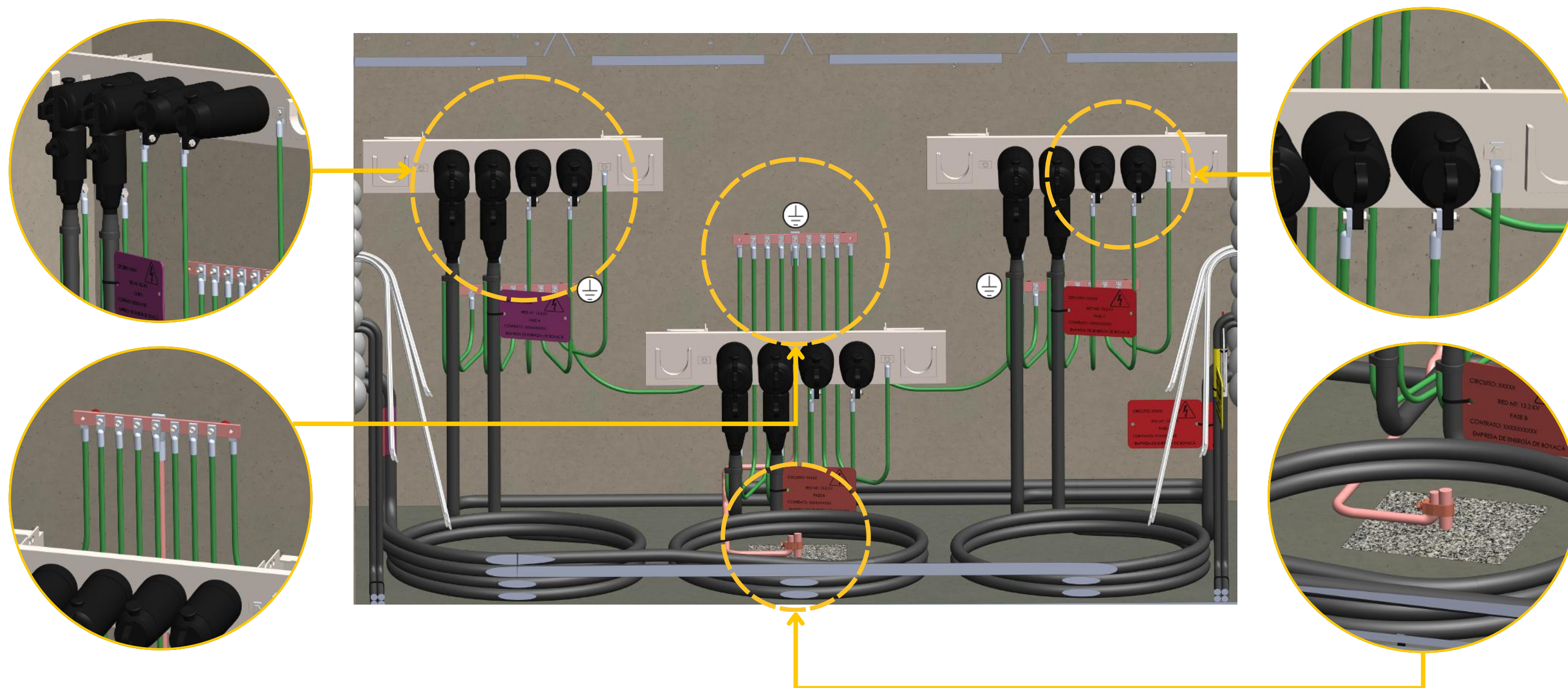


Figura 20. Conexiones de puesta a tierra en cajas de inspección en media tensión

IMPORTANTE

La imagen es ilustrativa y tiene como finalidad mostrar el criterio general de conexiones a puesta a tierra y disposición de barrajes. La ubicación, cantidad y distribución de los barrajes, conductores y puntos de conexión puede variar según el diseño específico y las condiciones reales de la instalación, siempre que se garantice el cumplimiento de las distancias de seguridad, áreas de trabajo, accesibilidad para mantenimiento y continuidad eléctrica, conforme al RETIE 2024, al diseño aprobado y a los procedimientos de EBSA.

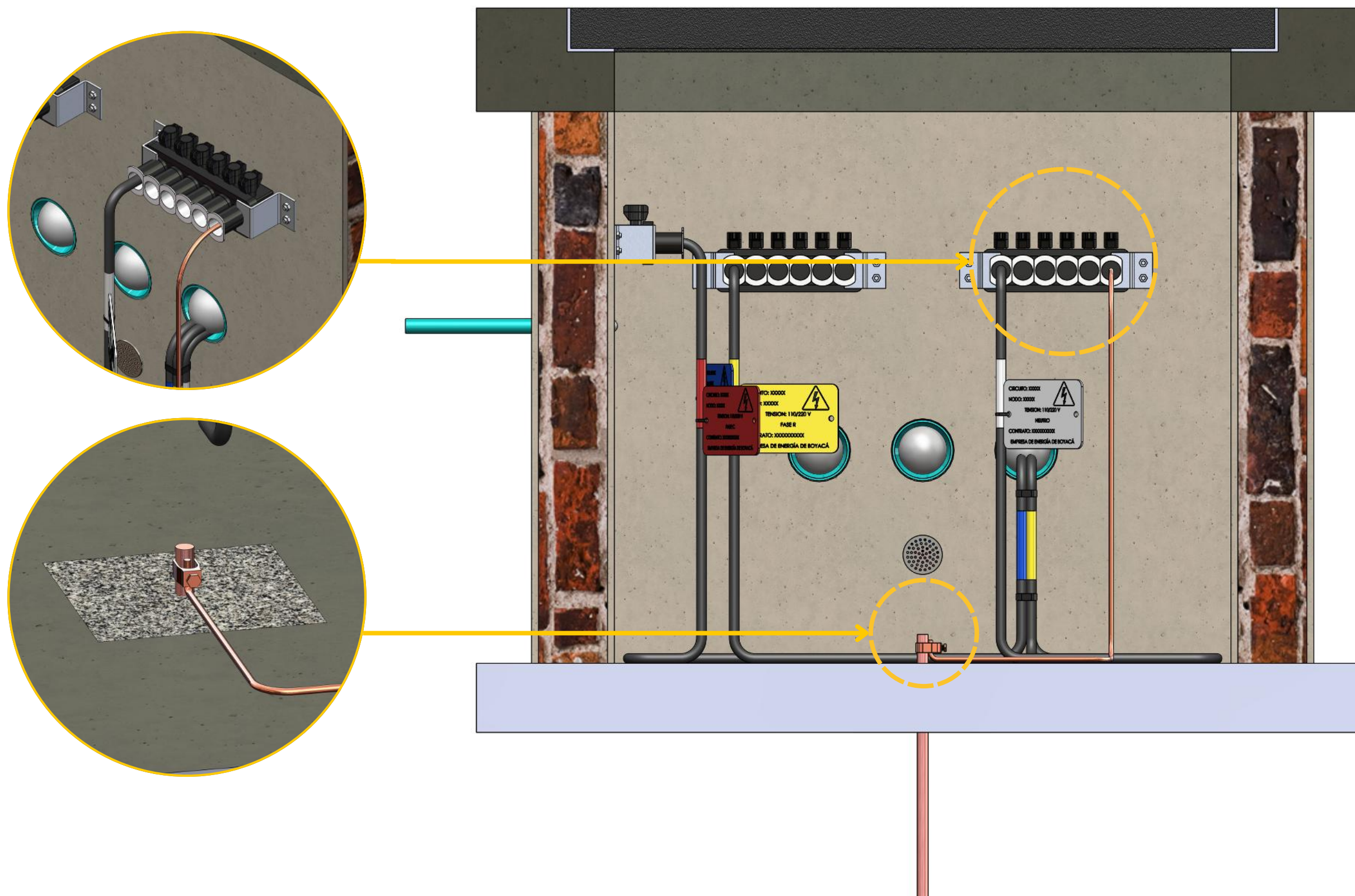


Figura 21. Conexiones de puesta a tierra en cajas de inspección en baja tensión

En instalaciones cercanas a escuelas y sitios con alta concentración de personas, donde las cajas y cámaras de concreto con marco y refuerzo metálico se encuentran a menos de 30 metros de dichas áreas, es fundamental asegurar que estas estructuras estén equipotencializadas. Según lo dispuesto por el RETIE 2024, estas estructuras deben estar al mismo potencial de tierra para evitar riesgos eléctricos, especialmente en lugares donde los usuarios puedan tener contacto directo con ellas.

Este requisito es crucial para garantizar la seguridad de las personas y prevenir accidentes relacionados con diferencias de potencial en el sistema de puesta a tierra.

IMPORTANTE

El dibujo presentado es meramente ilustrativo y tiene como objetivo representar la situación en la que las estructuras metálicas de las cajas construidas en concreto, ubicadas en zonas con alto flujo de personas, deben cumplir con la normativa de equipotencialización. En lugares como escuelas y áreas de alta concentración de personas, donde las cajas y cámaras de concreto con marco metálico se encuentran a menos de 30 metros de estas zonas, es indispensable asegurar que los marcos metálicos de estas estructuras estén correctamente equipotencializados. Esto garantiza la seguridad de las personas y previene posibles accidentes debido a diferencias de potencial eléctrico.



Figura 22. Equipotencialización de marcos metálicos de cajas y cámaras en zonas con alta concentración de personas ($d < 30\text{ m}$)

C. CONFIGURACIÓN MÍNIMA DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Media tensión (MT): La configuración mínima incluye:

- Barraje PE exclusivo para MT.
- Derivaciones individuales desde codos, DPS, pantallas y partes metálicas.
- Bajante principal en cobre desnudo, recta, corta, protegida mecánicamente y sin empalmes.
- electrodo de cobre, instalado dentro de la caja y todas las uniones mediante soldadura exotérmica.

Baja tensión (BT): La configuración mínima exige:

- Barraje de neutro aterrizado directamente a un electrodo de cobre ubicado dentro o junto a la caja de inspección.
- Conductor de cobre desnudo con unión exotérmica al electrodo.
- Trayectoria recta, continua y protegida.

IMPORTANTE

En un caso especial, si las cajas o cámaras son de concreto con marco o refuerzo metálico y se encuentran a menos de 30 metros de escuelas o sitios con alta concentración de personas, se debe garantizar que estos elementos estén al mismo potencial de tierra, asegurando equipotencialidad completa para evitar tensiones peligrosas en zonas accesibles.

D. MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Las mediciones se realizan únicamente sobre el sistema de puesta a tierra asociado a:

- El barraje PE de MT
- El electrodo del neutro en BT

Métodos permitidos:

- Caída de potencial (62%), si es posible aislar el electrodo.
- Pinza de puesta a tierra, cuando exista continuidad obligada.

E. MEDICIÓN DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO

Las mediciones se realizan alrededor:

- de la caja de inspección,
- de la bajante,
- y de la zona del electrodo.

Se ejecutan cuando:

- La corriente de falla supera 10 kA, o
- La resistencia medida es igual o mayor al doble del valor de diseño

F. VALORES DE REFERENCIA DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Para BT, el valor de referencia del punto de aterrizaje del neutro es: $\leq 25 \Omega$

Para MT, el valor de referencia del punto de aterrizaje en la caja de inspección es de : $\leq 20 \Omega$

G. RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

- Priorizar cobre desnudo como material principal en bajantes y electrodos.
- Permitir acero inoxidable únicamente como alternativa cuando el diseño lo justifique
- Todas las uniones deben realizarse con soldadura exotérmica.
- Mantener trayectorias rectas, cortas y protegidas.
- Nunca interconectar neutros de BT con barraje PE de MT.
- Señalizar la caja conforme a simbología del RETIE 2024.
- Mantener registros de mediciones con fecha, fotos y coordenadas.

IMPORTANTE

La puesta a tierra asociada a barrajes de MT y BT en cajas de inspección garantiza equipotencialidad, reduce tensiones peligrosas, facilita mantenimiento y asegura operación segura. El uso de cobre desnudo, electrodos de cobre y soldadura exotérmica asegura continuidad eléctrica y durabilidad. El cumplimiento del RETIE 2024 y de las prácticas de diseño del operador de red permite obtener un sistema técnicamente confiable y seguro.

4.2.6.7 PUESTA A TIERRA PARA AUTOGENERADORES A PEQUEÑA ESCALA (AGPE)

A. OBJETIVO PRINCIPAL DE LA PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra en sistemas AGPE tiene como propósito garantizar la equipotencialidad de todas las partes metálicas accesibles del sistema fotovoltaico (paneles, estructuras, soportes, canalizaciones e inversores), proteger al usuario frente a tensiones de contacto y asegurar el funcionamiento correcto de las protecciones diferenciales y de falla a tierra.

Todo el sistema de generación debe quedar conectado al punto de puesta a tierra del predio o vivienda, evitando tierras independientes.

B. CONEXIONES ELÉCTRICAS REQUERIDAS

Las conexiones de puesta a tierra para AGPE deben realizarse siguiendo estos criterios:

- Todos los marcos de los paneles, las estructuras metálicas, los bastidores, las canalizaciones metálicas, las cajas de conexión y la carcasa del inversor deben conectarse mediante conductor de cobre al barraje principal de tierras del predio.
- El conductor debe ser cobre aislado color verde o cobre desnudo protegido, cumpliendo la codificación de colores de la NTC 2050.
- La conexión del inversor debe realizarse al punto principal de puesta a tierra (barraje equipotencial), el mismo que utiliza la vivienda.
- Todas las uniones deben ser confiables, certificadas y con baja impedancia.
- Está prohibido instalar sistemas de tierra independientes para el AGPE; **siempre deben quedar integrados al sistema del predio.**

C. CONFIGURACIÓN MÍNIMA DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Para AGPE residenciales y comerciales, la configuración mínima es la siguiente:

- Un barraje principal de tierras del predio, que sirve como único punto de referencia.
- Conductores de equipotencialización en cobre entre:
 - Paneles → estructuras
 - Estructuras → bajante principal
 - Inversor → barraje
- El conductor de bajante debe ser continuo, sin empalmes, protegidos y siguiendo trayectos cortos.
- El sistema AGPE debe equipotencializarse con:
 - Neutro del sistema de la vivienda (según normativa NTC 2050 – punto único N-T).
 - Sistema de protección eléctrica existente en el predio.
- Si el predio posee un electrodo de puesta a tierra, el AGPE debe integrarse a él; no se permite agregar una tierra aislada que no se conecte a la del predio.

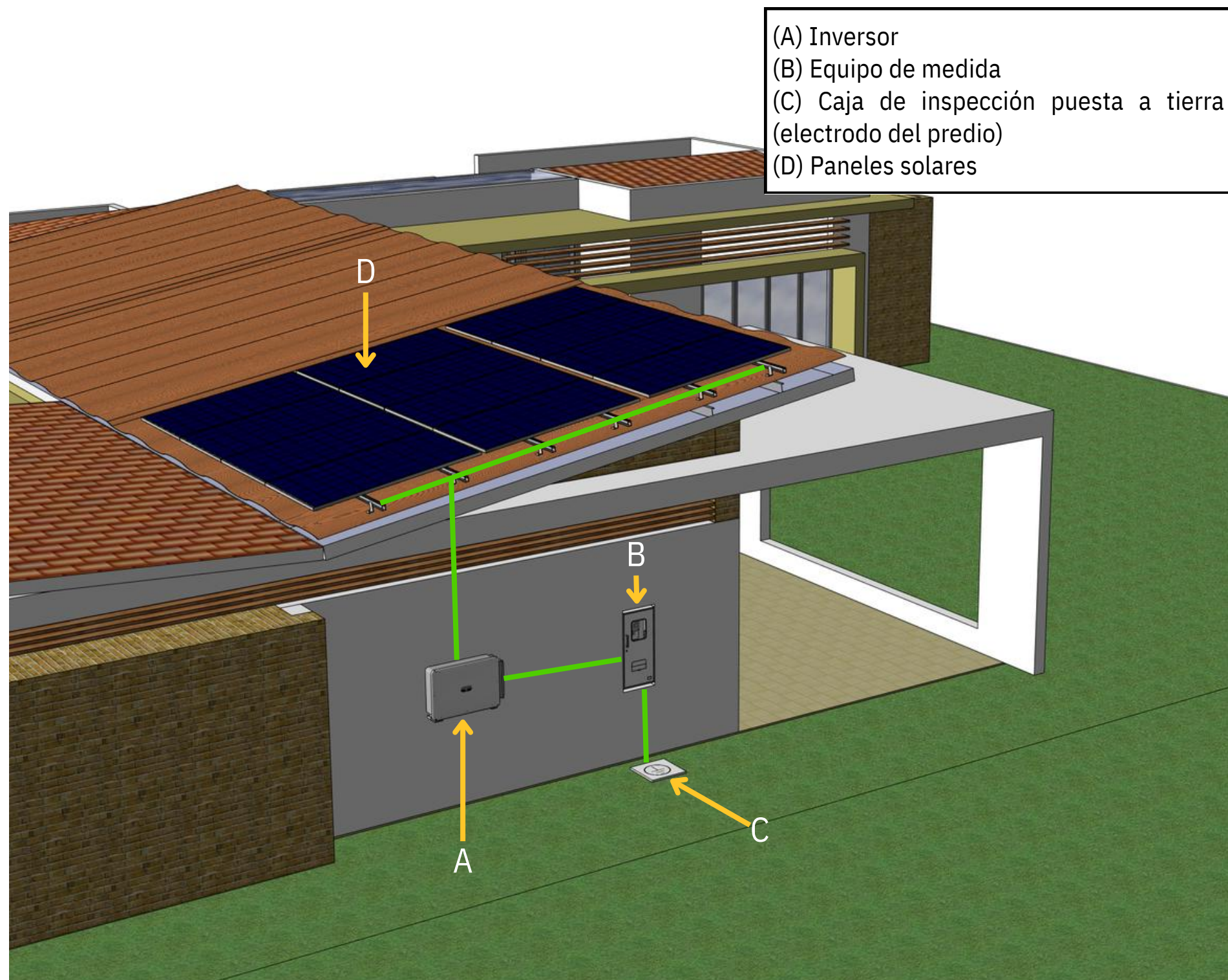


Figura 23. Configuración mínima del sistema de puesta a tierra para AGPE residenciales y comerciales

D. MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

La medición no se realiza sobre los paneles o el inversor, sino sobre el sistema de puesta a tierra del predio, ya que este es el que recibe el conductor de tierra del AGPE.

- Métodos permitidos:
 - Método de caída de potencial (62 %)

E. MEDICIÓN DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO

En instalaciones residenciales y comerciales no es obligatorio medir tensiones de paso y contacto

F. VALORES DE REFERENCIA DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

El valor aplicable es el de la puesta a tierra del predio, La referencia general: $\leq 25 \Omega$

Si la resistencia del predio es mayor a la permitida, deben implementarse mejoras (electrodos adicionales, aumento de profundidad, tratamiento del suelo).

G. RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

- Mantener un punto único de puesta a tierra, integrando AGPE al sistema existente.
- Usar siempre conductores de cobre en toda la trayectoria de puesta a tierra.
- Evitar tierras separadas o independientes.
- Mantener trayectorias cortas, sin bucles, con radios amplios y baja impedancia.

- Asegurar continuidad de marcos, estructuras y soportes mediante conectores certificados.
- Proteger los conductores contra daños mecánicos y radiación UV.
- Verificar periódicamente la continuidad eléctrica del sistema y registrar mediciones.
- Equipotencializar todas las partes metálicas accesibles cerca del inversor y las cajas.

IMPORTANTE

La puesta a tierra del AGPE es fundamental para la seguridad del usuario y la confiabilidad del sistema. Todo el equipo fotovoltaico debe quedar integrando la puesta a tierra existente del predio, evitando tierras aisladas, garantizando continuidad eléctrica, facilitando la operación de las protecciones y reduciendo tensiones de contacto.

Una correcta equipotencialización entre paneles, estructuras e inversor asegura la protección del personal y del sistema frente a fallas eléctricas y sobretensiones, cumpliendo los lineamientos básicos del RETIE y la NTC 2050.

4.2.6.8 PUESTA A TIERRA PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD) EN MEDIA TENSIÓN

A. OBJETIVO PRINCIPAL DE LA PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra en los sistemas de Generación Distribuida (GD) conectados en media tensión tiene como finalidad garantizar la equipotencialidad entre todos los elementos metálicos expuestos de la planta, limitar tensiones de contacto y de paso, asegurar trayectos de baja impedancia para evacuar corrientes de falla o descargas atmosféricas y permitir la operación correcta de las protecciones tanto en media como en baja tensión.

Todo el sistema debe integrarse a un único sistema general de puesta a tierra, evitando tierras aisladas que generen tensiones transferidas o diferencias de potencial peligrosas.

B. CONEXIONES ELÉCTRICAS REQUERIDAS

- Todos los elementos metálicos del sistema fotovoltaico, incluyendo marcos de los paneles, bastidores, estructuras, soportes, canalizaciones metálicas, cajas AC/DC, gabinetes y racks de inversores, deben conectarse mediante conductor de cobre al barraje principal de tierras de la planta.
- Las celdas de media tensión, transformador elevador, descargadores de sobretensión (DPS) AC/DC y envolventes metálicas deben conectarse por trayectos rectos y directos al sistema de puesta a tierra.
- El conductor de puesta a tierra debe ser cobre, aislado color verde o desnudo protegido según ubicación.
- Las conexiones enterradas deben realizarse en soldadura exotérmica o con conectores certificados compatibles con cobre.

- Se debe evitar el uso de aluminio u otros materiales no compatibles por riesgo de corrosión galvánica y pérdida de continuidad eléctrica.
- Los DPS del lado DC y AC deben aterrizarse al barraje principal mediante trayectorias de baja impedancia.

C. CONFIGURACIÓN MÍNIMA DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

La configuración mínima de puesta a tierra para plantas de Generación Distribuida en media tensión incluye:

- Malla general de puesta a tierra que integre todos los elementos del sistema: estructuras fotovoltaicas, inversores, tableros AC/DC, transformador elevador, celda MT y sistema de pararrayos.
- La configuración geométrica, tamaño, profundidad, número de electrodos y extensión de la malla depende de la resistividad del terreno medida en campo. El ingeniero diseñador debe realizar el diseño definitivo de la malla con base en los valores obtenidos en el estudio de resistividad.
- Barraje principal de tierras en el cuarto eléctrico o tablero de interconexión.
- Conductores de equipotencialización en cobre entre todas las estructuras y equipos.
- Soldadura exotérmica en conexiones enterradas.
- Trayectorias cortas, rectas y sin bucles.
- Integración completa del sistema de protección contra rayos.
- La malla de encerramiento perimetral del parque solar debe equipotencializarse con la malla general.
- No se permiten tierras independientes dentro del parque solar.

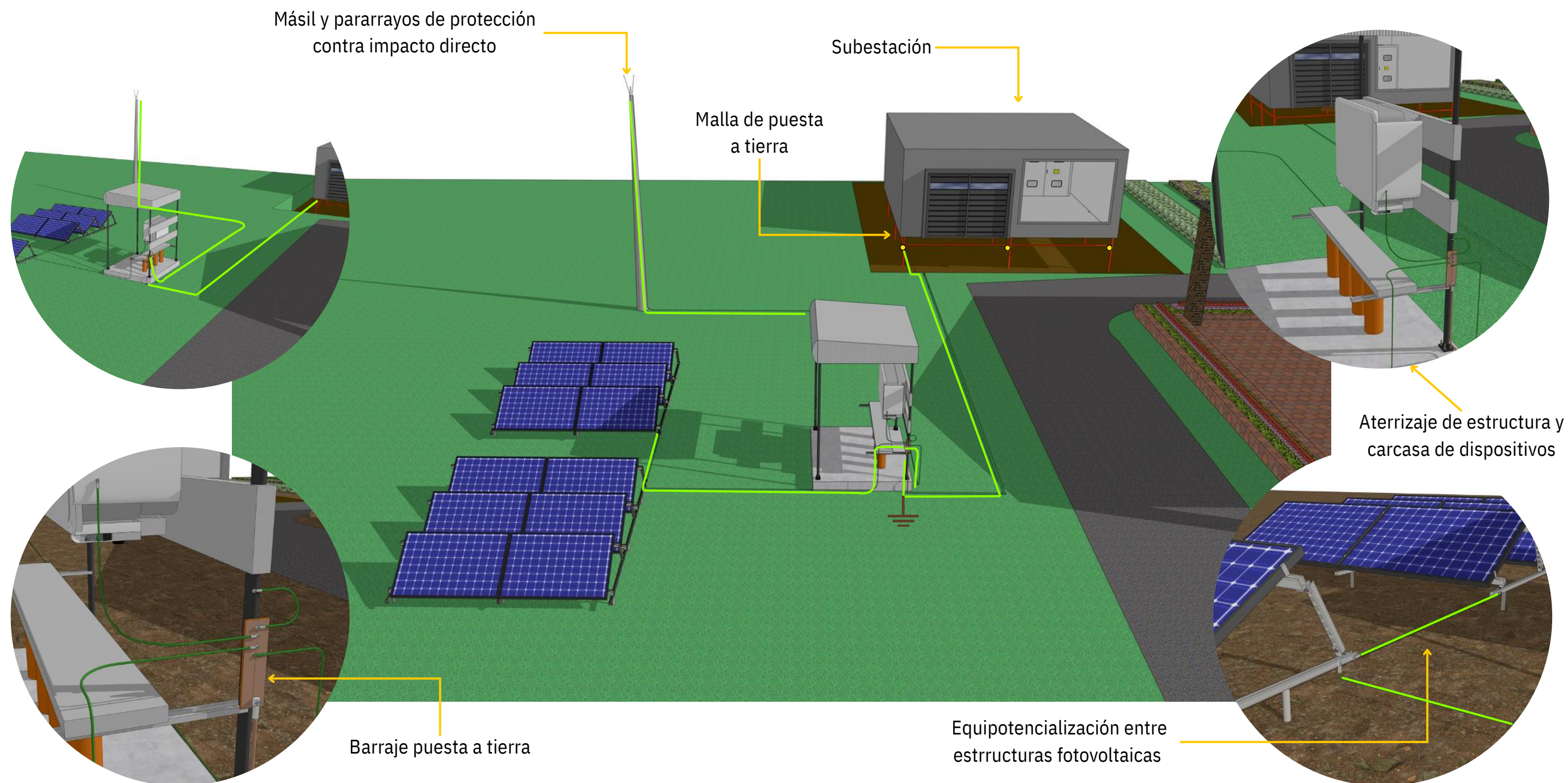


Figura 24. Integración de Estructuras Metálicas al Sistema de Puesta a Tierra del Sistema Fotovoltaico

IMPORTANTE

El diagrama es ilustrativo. La distribución de puesta a tierra puede variar según el diseño y las condiciones específicas de la instalación.

La arandela dentada de acero inoxidable (DIN 6798) es un componente clave en la equipotencialización de los sistemas fotovoltaicos, ya que facilita una conexión eléctrica eficiente entre la estructura metálica y el marco del panel solar. Su diseño dentado permite un mejor contacto eléctrico, evitando la acumulación de óxido o suciedad en la interfaz de contacto. Esto asegura que ambas partes del sistema estén al mismo nivel de potencial eléctrico, lo que previene diferencias de voltaje peligrosas. Además, la arandela garantiza una alta resistencia a la corrosión, lo que aumenta la durabilidad y la seguridad del sistema a largo plazo.

Función de la arandela dentada:

1. Conexión eléctrica: Al presionar las superficies de los materiales metálicos durante el proceso de instalación, la arandela dentada asegura que no haya acumulación de óxido o suciedad en la interfaz de contacto, lo que de otro modo podría impedir la correcta equipotencialización.
2. Prevención de corrosión: La utilización de acero inoxidable en la fabricación de la arandela garantiza que la pieza resista las condiciones ambientales, como humedad o exposición a altas temperaturas, sin perder sus propiedades conductoras ni su durabilidad.
3. Seguridad en el sistema: Asegura que tanto la estructura metálica del soporte como el marco del panel estén al mismo potencial, evitando diferencias de voltaje que podrían resultar en fallas o accidentes.

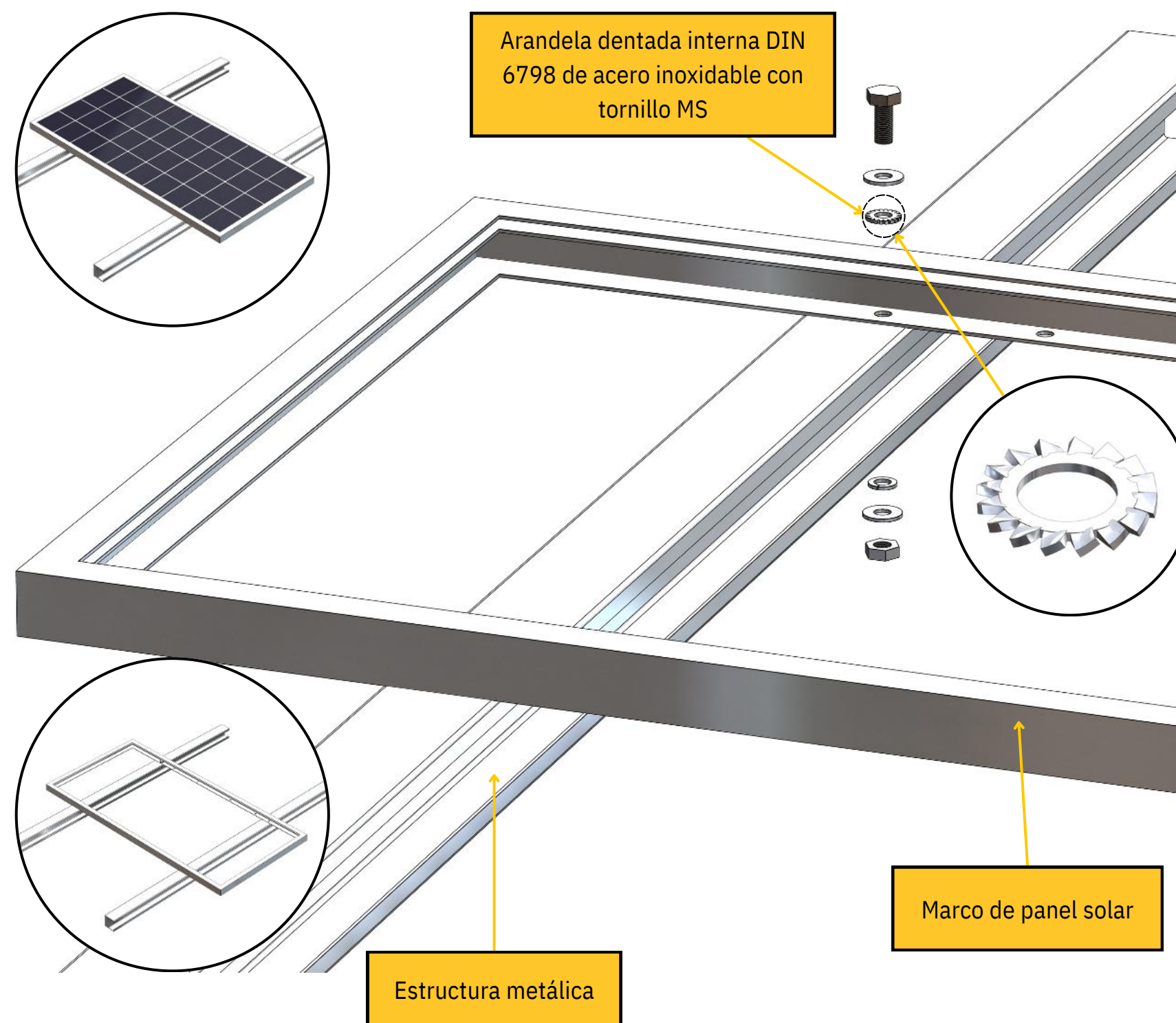


Figura 25. Detalle de equipotencialización entre estructura metálica y marco de panel solar mediante arandela dentada DIN 6798

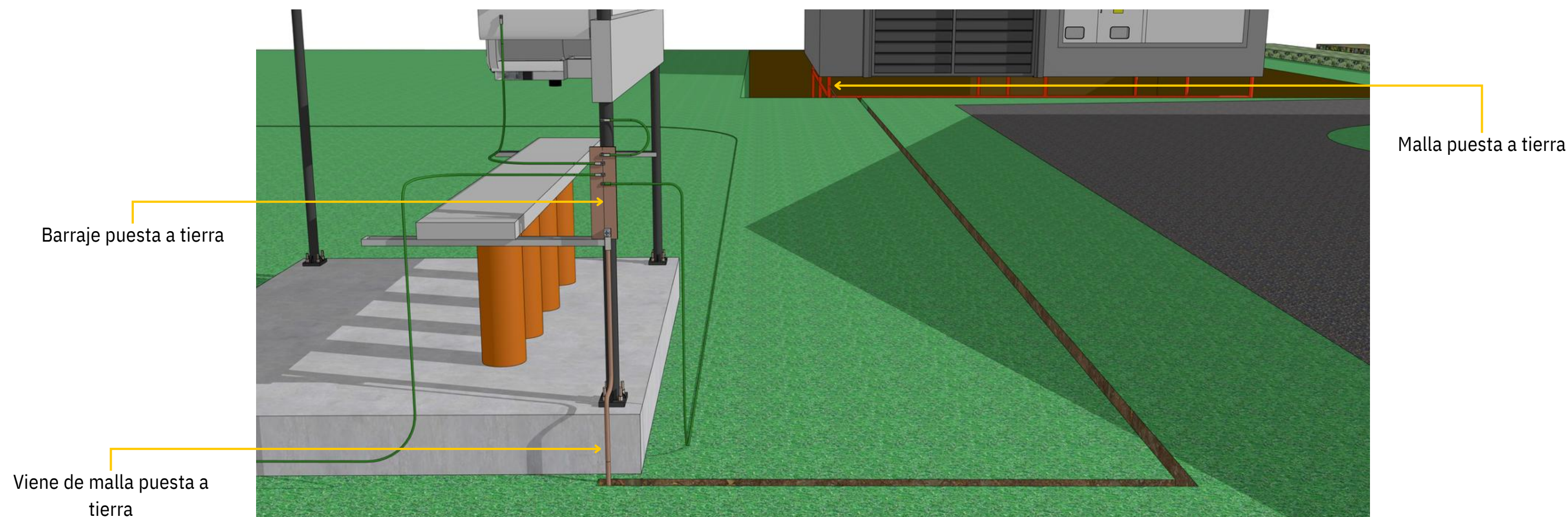


Figura 26. Conexión de Tableros de Interconexión y Su Integración al Sistema de Puesta a Tierra

D. MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Las mediciones deben realizarse sobre:

- La malla general de puesta a tierra.
- El barraje principal.
- El transformador elevador.
- Los equipos de media tensión.
- Los puntos de equipotencialización principales.

Métodos permitidos:

- Caída de potencial (62 %) cuando sea posible aislar los electrodos.
- Pinza de puesta a tierra en mallas integradas que no pueden desconectarse sin riesgo operativo.

Se deben registrar:

- Fotografía
- Coordenadas georreferenciadas
- Fecha
- Responsable
- Instrumento usado y su certificación de calibración
- Estado de la bajante y electrodos

E. Medición de tensiones de paso y contacto

Las tensiones de paso y contacto deben verificarse especialmente en:

- Zonas de operación de inversores,
- Transformador elevador,
- Celda o gabinete de enlace en media tensión,
- Pasillos de acceso,
- Zonas externas y de tránsito del personal.

Los valores deben ser comparados con los límites de soportabilidad humana del RETIE 2024 e IEEE 80:

- Resistencia corporal: 1.000 Ω
- Área de apoyo: 200 cm² por pie
- Fuerza de contacto: 250 N

Se deben realizar estas mediciones cuando:

- La corriente de falla del sistema en MT sea elevada,
- La malla sea extensa,
- El terreno tenga alta resistividad,
- Exista riesgo de tensiones transferidas a áreas de tránsito.

F. VALORES DE REFERENCIA DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Para Generación Distribuida en media tensión se consideran los siguientes valores:

a. Transformador elevador de la planta GD: ≤ 10 Ω

G. RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

- Usar solo cobre en puesta a tierra, tanto para equipotencialización como para bajantes.
- Utilizar soldadura exotérmica para conexiones enterradas.
- Mantener un esquema de malla equipotencial integrada: estructuras, inversores, tableros AC/DC, transformador, celda MT, DPS y LPS.
- Evitar puntos aislados o tierras independientes dentro de la planta.
- Mantener las trayectorias rectas y de baja impedancia.
- Proteger los conductores contra daños mecánicos y corrosión.
- Realizar inspecciones periódicas de continuidad eléctrica entre estructuras FV, inversores y transformador elevador.
- Equipotencializar también la malla perimetral de encerramiento y los portones metálicos.
- Señalizar adecuadamente las zonas de puesta a tierra según simbología del RETIE.

IMPORTANTE

La puesta a tierra en sistemas de generación distribuida conectados en media tensión es fundamental para garantizar la seguridad del personal, la protección de los equipos y la continuidad operativa.

Un sistema único y equipotencializado, con conductores en cobre, malla integral, unión de estructuras FV, integración del transformador y la celda MT, y mediciones periódicas, asegura el cumplimiento del RETIE 2024 y de las buenas prácticas de ingeniería.

La equipotencialización de la malla de encerramiento perimetral y la correcta disipación de descargas atmosféricas y corrientes de falla son esenciales para un funcionamiento seguro y estable del parque solar o planta de generación distribuida.

4.2.6.9 PUESTA A TIERRA EN POSTES DE CONCRETO DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN**A. DEFINICIÓN Y OBJETIVO**

Los postes de concreto utilizados en redes de baja y media tensión deben disponer de un elemento metálico que garantice la continuidad eléctrica entre el acero de refuerzo interno del poste y el medio exterior de conexión de la puesta a tierra temporal.

En redes de media tensión, este elemento cumple además la función de aterrizar permanentemente el poste, en cumplimiento de los requisitos del RETIE para estructuras asociadas a redes de distribución.

El objetivo de este requisito es:

- Evitar diferencias de potencial peligrosas en el poste.
- Garantizar la equipotencialización del acero del armazón del poste.
- Facilitar la conexión segura de la puesta a tierra temporal durante trabajos de mantenimiento, maniobra o construcción.
- Dar cumplimiento a los requisitos de seguridad del RETIE en materia de puesta a tierra de estructuras asociadas a redes de distribución, especialmente en media tensión.

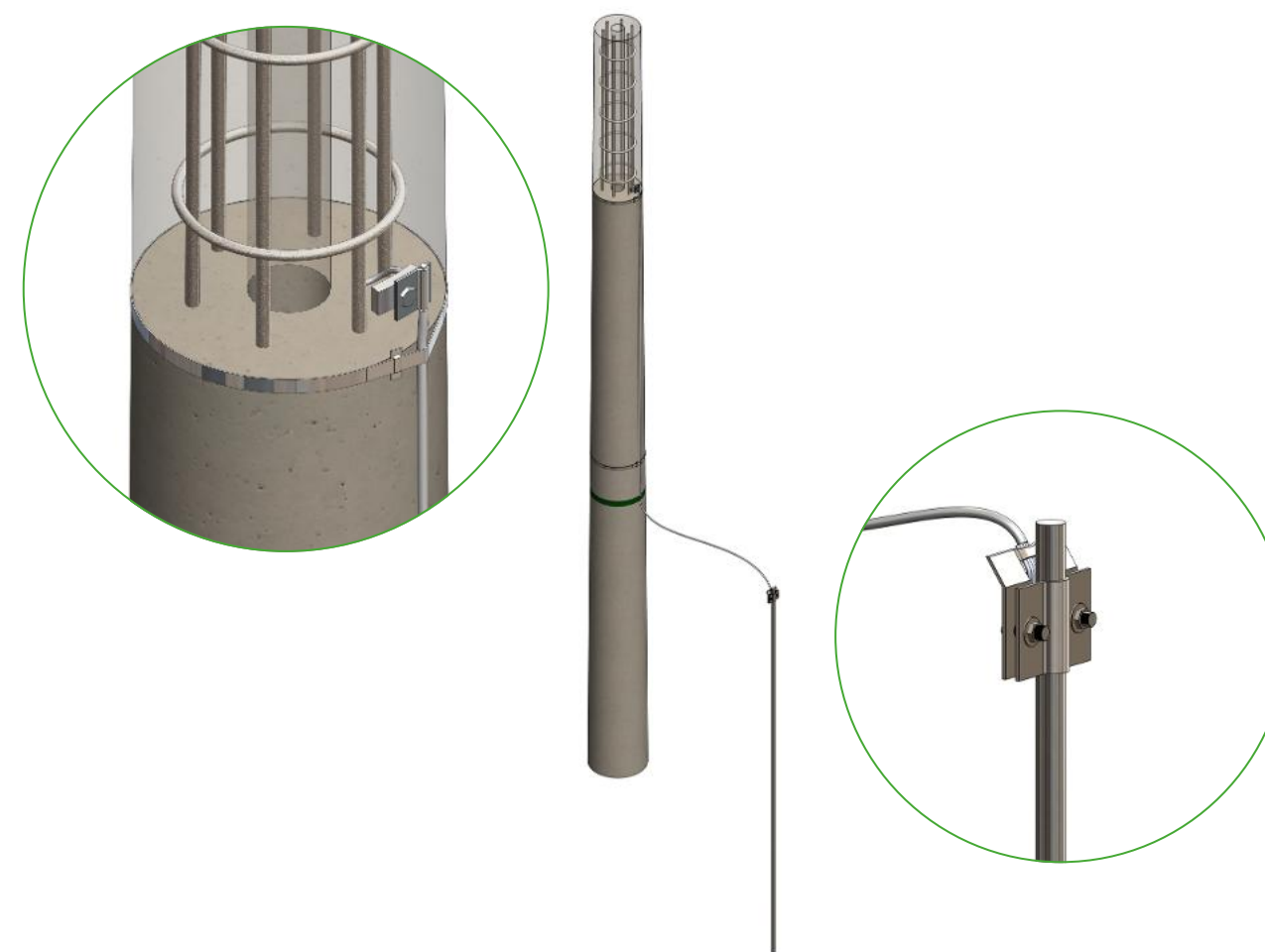


Figura 27. Elemento metálico de continuidad y conexión para puesta a tierra temporal en postes de concreto

B. Metodología de diseño / criterios técnicos

B.1 CRITERIOS COMUNES (BT Y MT)

- El poste debe disponer de una pletina u otro elemento metálico:
- De material no ferroso.
- Con sección no menor a 78 mm².
- La pletina debe estar eléctricamente conectada al acero de refuerzo del poste, garantizando continuidad eléctrica.
- La ubicación de la pletina debe ser:
- Al menos a 2 metros por encima de la marcación de enterramiento del poste.
- La pletina debe permitir la conexión segura de la puesta a tierra temporal.

B.2. APLICACIÓN EN BAJA TENSIÓN (BT)

- La pletina se utiliza únicamente para:
- La instalación de puestas a tierra temporales durante trabajos en redes de baja tensión.
- No se utiliza como punto de aterrizaje permanente del poste, salvo que el diseño particular de la red o el operador de red lo establezca como criterio adicional.

B.3 APLICACIÓN EN MEDIA TENSIÓN (MT)

- La pletina se utiliza para:
- La conexión de la puesta a tierra temporal.
- La puesta a tierra permanente del poste de concreto, enlazándolo con el sistema de puesta a tierra de la red.
- Esta condición es obligatoria para postes de media tensión, en cumplimiento del RETIE.

C. RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

- Verificar continuidad eléctrica entre la pletina y el acero de refuerzo del poste.
- Proteger la pletina contra corrosión y daño mecánico sin afectar el contacto eléctrico.
- Garantizar que la pletina sea accesible para el personal operativo.
- Unificar este criterio en los típicos constructivos para evitar interpretaciones erróneas entre BT y MT.

IMPORTANTE

La pletina en postes de concreto es un elemento de seguridad esencial para la instalación de puestas a tierra temporales tanto en baja como en media tensión. En redes de media tensión, además, constituye el medio para cumplir con la obligación reglamentaria de aterrizar permanentemente los postes de concreto, exigida por el RETIE. En baja tensión, su función se limita a la conexión de la puesta a tierra temporal.

SECCIÓN

4.2.7 PUESTAS A TIERRA TEMPORALES
EN REDES ELÉCTRICAS AÉREAS



A. OBJETIVO PRINCIPAL DE LA PUESTA A TIERRA TEMPORAL

La puesta a tierra temporal tiene como objetivo garantizar la equipotencialización del punto de trabajo durante labores de construcción, mantenimiento, modificación o intervención en redes eléctricas aéreas de media y baja tensión, de forma que los conductores, las estructuras asociadas y el personal permanezcan al mismo potencial eléctrico, reduciendo el riesgo por tensiones de paso, tensiones de contacto o energización accidental.

La puesta a tierra temporal constituye una medida obligatoria de seguridad y debe aplicarse conforme al Artículo 3.17.25 del RETIE 2024, en concordancia con las Reglas de Oro establecidas en el Artículo 3.15.5 del mismo reglamento y las recomendaciones técnicas del fabricante del sistema de puesta a tierra temporal.

B. CRITERIO TÉCNICO GENERAL DE EQUIPOTENCIALIZACIÓN

La puesta a tierra temporal debe conformar un sistema transitorio de equipotencialización, con trayectorias eléctricas continuas, de baja impedancia y con la menor longitud posible, garantizando que los pies del operario permanezcan al potencial de tierra durante toda la ejecución del trabajo.

La instalación debe realizarse siempre desde la tierra hacia los conductores, y el retiro debe efectuarse desde los conductores hacia la tierra, manteniendo la conexión a tierra activa hasta el último momento del procedimiento.

Cuando la red esté, o sea susceptible de estar, interrumpida en el punto de trabajo, la puesta a tierra temporal debe instalarse obligatoriamente a ambos lados del corte, con el fin de evitar tensiones transferidas, retornos de corriente o energización imprevista.

C. PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN DE PINZAS

La conexión de la puesta a tierra temporal debe iniciarse siempre por la pinza principal, correspondiente al conductor que tiene el recorrido continuo desde el electrodo de puesta a tierra. Esta pinza debe conectarse primero a la fase más cercana al operario, garantizando que el trabajador quede equipotencializado desde el inicio del procedimiento.

Posteriormente, se conectan las pinzas auxiliares a las demás fases del circuito, cuando aplique, asegurando recorridos cortos, rectos, sin bucles ni empalmes innecesarios.

El retiro de la puesta a tierra temporal debe realizarse en orden inverso, desconectando primero las pinzas auxiliares de las fases y dejando para el final la desconexión de la pinza principal que proviene del electrodo, garantizando que la conexión a tierra se mantenga activa hasta el último momento y reduciendo el riesgo de exposición eléctrica.

4.2.7.1 SISTEMA PUESTA A TIERRA TEMPORAL EN REDES AÉREAS DE MEDIA TENSIÓN

A. APLICACIÓN EN REDES AÉREAS DE MEDIA TENSIÓN

En redes aéreas de media tensión, el procedimiento de puesta a tierra temporal es el mismo para redes abiertas y para redes aisladas.

En todos los casos, la instalación de la silleta es obligatoria, ya que garantiza una conexión mecánica y eléctrica segura entre el sistema de puesta a tierra temporal y los conductores de fase, independientemente de que el conductor sea desnudo o aislado.

La secuencia correcta de instalación en media tensión es:

- 1 electrodo
- 2 Conexión a la platina del poste
- 3 Silleta
- 4 Conexión de las fases

IMPORTANTE

El dibujo es ilustrativo y busca mostrar la secuencia obligatoria de conexión del sistema de puesta a tierra temporal en redes aéreas de media tensión. La disposición de los elementos puede variar según las condiciones reales de la instalación. En todos los casos, el procedimiento debe ejecutarse cumpliendo las reglas de oro en seguridad eléctrica y usando los EPP correspondientes.

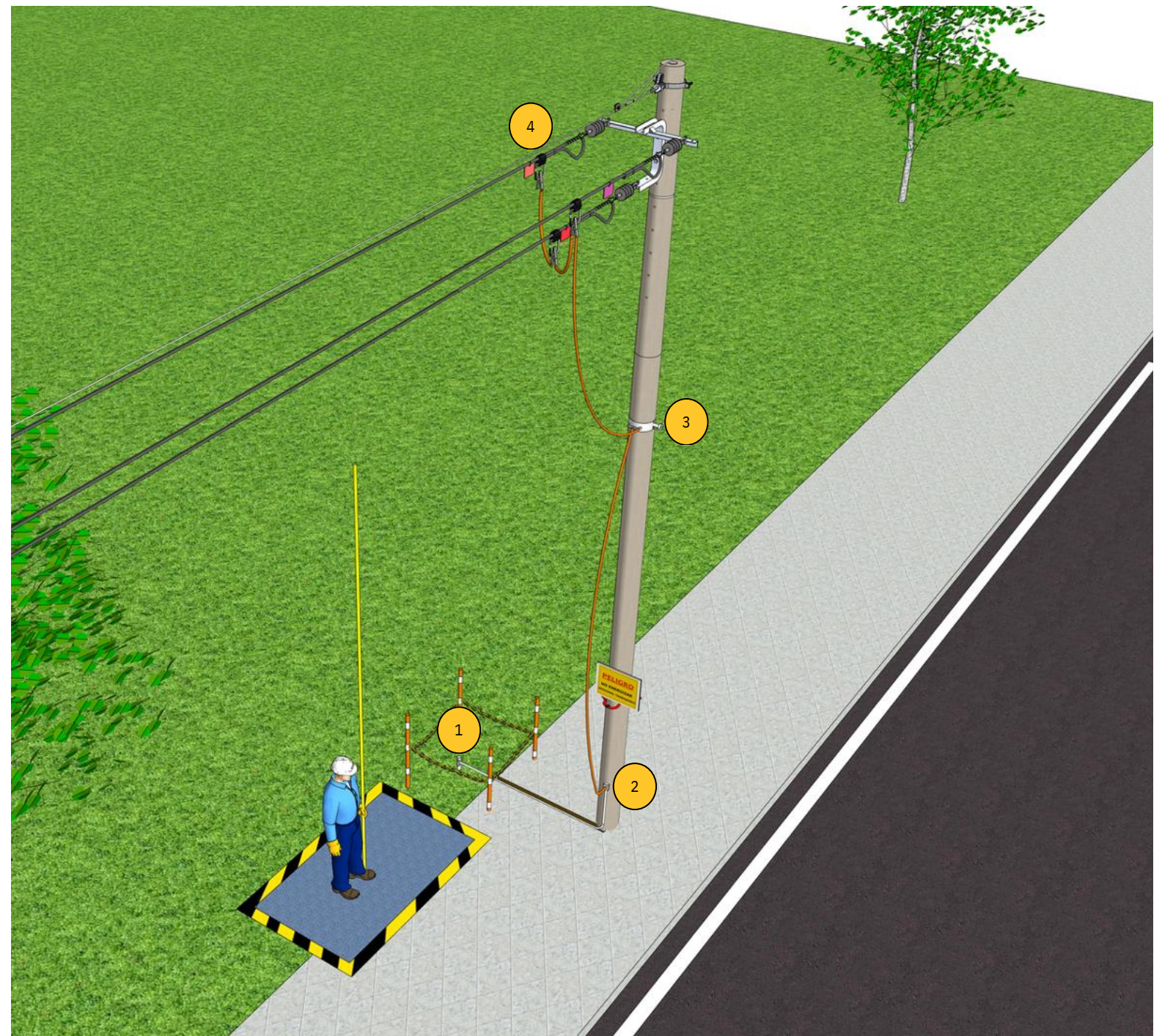


Figura 28. Secuencia de conexión del sistema de puesta a tierra temporal en redes aéreas de media tensión

B. APLICACIÓN EN REDES AÉREAS DE BAJA TENSIÓN

En baja tensión no existen redes semiaisladas. Las redes aéreas de baja tensión se clasifican como abiertas o trenzadas.

La puesta a tierra temporal en redes aéreas de baja tensión se realiza directamente sobre el circuito eléctrico, garantizando la equipotencialización del neutro y las fases. El neutro debe conectarse primero al sistema de puesta a tierra temporal, seguido de las fases, asegurando que todo el circuito quede al mismo potencial eléctrico.

En cualquier intervención que implique corte o apertura del circuito, la puesta a tierra temporal debe instalarse a ambos lados del punto de trabajo, aterrizando el neutro y las fases de forma coordinada.

C. CONDICIONES GENERALES DE INSTALACIÓN

El electrodo de puesta a tierra temporal debe quedar en pleno contacto con el terreno y la zona alrededor del mismo debe delimitarse, restringiendo el acceso de personal durante la ejecución de los trabajos.

Las conexiones deben mantenerse rectas, cortas y protegidas mecánicamente, evitando trayectorias innecesarias que incrementen la impedancia del sistema o generen riesgos por inducción.

D. RECOMENDACIONES TÉCNICAS

Se recomienda verificar previamente el estado mecánico y eléctrico de las pletinas, silletas, pinzas y conductores del sistema de puesta a tierra temporal antes de cada uso.

Las conexiones deben mantenerse limpias, firmes y libres de corrosión para garantizar una baja resistencia de contacto.

El personal debe recibir capacitación periódica sobre la correcta instalación y retiro de las puestas a tierra temporales, haciendo énfasis en la secuencia de conexión, desconexión y en la equipotencialización del punto de trabajo.

Toda instalación de puesta a tierra temporal debe quedar registrada conforme a los procedimientos internos del operador de red.

IMPORTANTE

La puesta a tierra temporal en redes eléctricas aéreas de media y baja tensión constituye un elemento esencial de seguridad operativa. Su correcta instalación garantiza la equipotencialización del punto de trabajo, protege al personal frente a tensiones peligrosas y reduce el riesgo de accidentes eléctricos durante labores en campo.

La obligatoriedad de la silleta en media tensión, la correcta secuencia de conexión y desconexión de las pinzas, y la disponibilidad de pletinas metálicas en postes de concreto aseguran una aplicación uniforme, segura y conforme al RETIE 2024. El cumplimiento riguroso de estos criterios es indispensable para preservar la integridad de las personas y la confiabilidad de la operación de las redes eléctricas

4.2.7.2 SISTEMA PUESTA A TIERRA TEMPORAL EN REDES SUBTERRÁNEAS.

IMPORTANTE

Para la verificación, manejo y manipulación de los sistemas de puesta a tierra temporal en redes subterráneas, se deberá consultar y aplicar lo establecido en la Guía Técnica de Redes Subterráneas de Media y Baja Tensión, así como en las Guías de Trabajo Seguro en Redes Subterráneas, las cuales desarrollan en detalle los procedimientos operativos, medidas de seguridad y requisitos de protección aplicables.